

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Тыгда в
Амурской области

Исполнитель

студент группы 242 об4

(подпись, дата)

А.В. Авраменко

Руководитель

доцент

(подпись, дата)

Ю.В. Хондошко

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной работе студента Авраменко Александра Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Тыгда в Амурской области

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107 страниц, 8 рисунков, 23 таблиц, 23 источника литературы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ РАСЧЁТ.

Произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей; осуществлен выбор трансформаторов на трансформаторных подстанциях и их силового оборудования; выбраны схемы распределительной сети 10 кВ и питающей сети 0,4 кВ, удовлетворяющие требованиям надежности электроснабжения; рассчитаны токи короткого замыкания; рассчитана релейная защита линии на 0,4 и 10 кВ, произведен технико-экономический расчет.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВН – высокое напряжение;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- НН – низкое напряжение;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- РУ – распределительное устройство;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;
- ПС – подстанция 110/10 кВ;
- ТТ – трансформатор тока;
- ХХ – холостой ход;
- ЦЭН – цент электрических нагрузок;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений, символов, единиц и терминов	
Введение	8
1 Характеристика проектируемого объекта	9
1.1 Общая характеристика	9
1.2 Климатическая характеристика села объекта проектирования	9
1.3 Качественная оценка надёжности проектируемой сети	10
1.4 Анализ системы электроснабжения поселка	11
1.5 Актуальность реконструкции, её цели и задачи	14
2 Определение расчетной нагрузки	16
2.1 Общие положения	16
2.2 Расчет нагрузок жилых и общественных зданий	17
2.3 Расчет электрических нагрузок котел	19
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на тп	23
3 Реконструкция электроснабжения села тыгда 0,4 кв	27
3.1 Выбор и проверка сечений линий 0,4 кв	28
4. Реконструкция системы электроснабжения 10 кв	33
4.1 Выбор и проверка проводников 10 кв	34
5. Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кв	39
6. Расчет токов короткого замыкания на 10 кв	46
7. Проверка выбранных сечений линии 10 и 0,4 кв на воздействие токов	КЗ 48

8.	Выбор и проверка электрических аппаратов в КТП 10/0,4 кВ	
	50	
8.1	Выбор и проверка разъединителей	
	50	
8.2	Выбор и проверка предохранителей 10 кВ	
	50	
8.3	Выбор ОПН 10 и 0,4 кВ	
	51	
8.4	Выбор и проверка автоматических выключателей	
	52	
8.5	Выбор и проверка трансформаторов тока 0,4 кВ	58
9.	Проверка оборудования на ЗРУ 10 кВ подстанции «Ключевая»	
	62	
10.	Релейная защита и автоматика	64
10.1.	Основные требования и особенности выполнения защит в сельских электросетях	
	64	
10.2.	Защита сельских электрических сетей напряжением 0,38 кВ	
	65	
10.3.	Защита сельских распределительных сетей 10 кВ	
	65	
10.3.1.	Расчёт максимальной токовой защиты	
	66	
10.3.2	Расчёт токовой отсечки	67
11.	Организационно-экономическая часть	69

11.1.	Состав	затрат	на	реконструкцию	
69					
11.2.	Расчет	капитальных	вложений	в реконструкцию	системы
	энергоснабжения				п. Тыгда
69					
11.3	Расчёт	затрат	на	эксплуатацию	
72					
11.4	Стоимостная	оценка	результатов	реконструкции	
72					
11.5	Расчет	экономической	эффективности	проекта	реконструкции
73					
12.	Безопасность		и		экологичность
77					
12.1					Безопасность
77					
12.1.1	Безопасность	при монтаже	изолированной	воздушной	линии 10 и
0,4					кВ.
77					
12.1.2	Эксплуатация	ВЛИ	напряжением	0,4	кВ
78					
12.1.3	Виды работ,	выполняемых	на ВЛИ	(Воздушная	линия
	изолированная)				
80					
12.2	Расчет	контура	заземления	для КТП	10/0,4 кВ
82					
12.3					Экологичность
86					
12.3.1	Шум, создаваемый	трансформаторами	на ПС «Ключевая»		86
12.3.2	Площадь земель,	отводимых	под подстанции		88

12.3.3	Защита от загрязнения трансформаторным маслом	
88		
12.3.3.1	Защита от загрязнения трансформаторным маслом на ТП	
10/0,4		кВ
89		
12.3.3.2	Защита от загрязнения трансформаторным маслом на ПС	
«Ключевая»	220/35/10	кВ
90		
12.4	Чрезвычайные	ситуации
91		
Заключение		96
Библиографический список		97
Приложение		А
100		
Приложение		Б
102		
Приложение		В
103		
Приложение		Г
104		
Приложение Д		107

ВВЕДЕНИЕ

Реформа электроэнергетики, проводившаяся в настоящее время, а также сложившаяся в Российской Федерации рыночная конъюнктура, поставила перед жилищно-коммунальными предприятиями, энергосистемой и потребителем новые задачи в области производства электроэнергии и обеспечения электроэнергией потребителей.

Переход населения поселков и некоторых других населенных пунктов с газифицированного пищевого приготовления на электрический вид пищевого приготовления также привел и приводит к росту электрических нагрузок в системах электроснабжения. Указанный рост электропотребления в городах и сельской местности связан с изменением характера коммунально-бытовой нагрузки: появлением новых электробытовых приборов, компьютерной и организационной техники.

При этом появление новых потребителей первой категории, изменение структуры потребления потребует от энергоснабжающей организации увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения. В результате энергоснабжающие организации вынуждены будут строить новые, а также реконструировать и модернизировать существующие городские, сельские и промышленные электрические сети.

В настоящей выпускной квалификационной работе требуется осуществить реконструкцию системы электроснабжения села Тыгда Магдагачинского района Амурской области. Для выполнения этой задачи следует провести: расчет электрических нагрузок всех электроприемников, находящихся на территории села; выбрать экономически целесообразное сечение питающих и распределительных линий, а также конфигурацию электрической сети напряжением 10 и 0,4 кВ; выбрать число и мощность трансформаторов на ТП.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

1.1 Общая характеристика

Поселок Тыгда расположен в юго-восточной части Магдагачинского района, стоит в 2 км от левого берега реки Тыгда (приток реки Зея) и расположено в 50 км к юго-востоку от районного центра посёлка городского типа Магдагачи. Является промежуточной железнодорожной станцией Забайкальской железной дороги и одним из узлов сообщения с Зейским районом и городом Зея.

Посёлок Тыгда основан на необжитом месте в 1904 году, в ходе сооружения Амурской железной дороги.

Застройка села проходила беспланово: никаких улиц не было, дома или группы домов были разбросаны беспорядочно. Жители выбирали хорошие сухие участки. Строились, в основном, на южной стороне.

В марте 1964 года, первой бригадой «Зеягэсстрой», в Тыгде начато строительство перевалочной базы с автохозяйством и жилым поселком для подготовки к строительству Зейской ГЭС.

Население поселка Тыгда составляет 3650 человека, но ежемесячно приезжают более 100 человек, работающих вахтовым методом на Покровском месторождении золотоносных руд.

Жилой фонд поселка благоустроенный, имеется детский сад, школа, врачебная амбулатория, почта, пожарная часть, универмаг, железнодорожный вокзал.

Площадь муниципального образования Тыгдинский сельсовет составляет 403,5 га. Планировка поселка имеет вытянутый вдоль железной дороги характер.

На расчетный период с 2014 по 2028 г. новое строительство жилых и административных зданий не планируется. [24]

1.2 Климатическая характеристика села объекта проектирования

Среднегодовая отрицательная температура $-0,8^{\circ}\text{C}$. Самый холодный

месяц январь со среднемесячной температурой минус 26,7°С и абсолютным минимумом минус 50°С. Самый теплый месяц июль, его среднемесячная температура равна 20,9°С, абсолютный максимум равен 36°С. Средняя температура воздуха наиболее холодного периода равна минус 32°С; наиболее холодных суток минус 42°С; наиболее холодной пятидневки минус 38 °С; минус 36°С. Относительная влажность в течении всего года довольно высокая, ее среднее значение за год составляет 72%. Сумма осадков за год 691 мм; в холодный период (ноябрь, март) выпадает 78 мм; в теплый период (апрель, октябрь) – 613 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности равен 117 мм. Первый снег выпадает в конце октября. Наибольшей высоты (37 см) снег достигает в начале марта. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта, сходит снег в середине апреля средняя продолжительность периода со снежным покровом – 148 дней.

Среднегодовая скорость ветра равна 3,0 м/с. В течение года преобладают ветры юго-восточного, северо-западного направлений. Максимальная скорость ветра обеспеченностью 10% равна 24м/с.

Туманы наблюдаются в течение всего года. Гололедно-изморозевые явления отмечаются ежегодно с октября по март. По гололедности с. Тыгда относится к II району с расчетной толщиной стенки гололеда повторяемостью один раз в пять лет равной 5 мм.

1.3 Качественная оценка надёжности проектируемой сети

Согласно РД 34.20.185-94, схемы распределительной сети условно объединены в три группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей.

К первой группе отнесены схемы, для которых учитывается, что при повреждении любого элемента распределительной сети восстановление питания потребителей может быть произведено только после ремонта этого элемента сети или его замены и относятся к 3 категории по надежности электроснабжения.

Вторая группа охватывает схемы, в которых восстановление питания потребителей обеспечивается при повреждении элементов сети за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала и относятся ко II категории по надежности электроснабжения. Вторая группа схем удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроснабжению основной массы городских и сельских потребителей.

Схемы второй группы базируются на использовании так называемых петлевых линий и магистральных, то есть линий, имеющих двухстороннее питание. При этом предусматривается также частичное резервирование трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ.

К потребителям I категории относятся потребители, электроснабжение которых не должно прерываться ни на секунду, так как это может привести к гибели людей либо к очень большим убыткам. Таким потребителем в селе Тыгда является участковая больница.

Схемы питания потребителей III категории базируются на использовании петлевых и радиальных линий, обычно без резервирования.

Среди потребителей электроэнергии села Тыгда имеются потребители II категории (котельные, участковая больница) и потребители III категории (одно- и двухквартирные дома, школа, магазины).

1.4 Анализ системы электроснабжения поселка

Электроснабжение п. Тыгда осуществляется от Амурской энергосистемы. Опорным центром питания является подстанция 220/35/10 кВ «Ключевая».

Подстанция 220/35/10 кВ «Ключевая» трансформаторной мощностью 35 МВА введена в эксплуатацию в начале 70-х годов прошлого столетия. Она участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС потребителям южных районов Амурской области. От стабильной работы подстанции зависит надежность электроснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД», ОАО «Покровский рудник», ряда сельскохозяйственных предприятий юга Приамурья.

Распределительное устройство 35 кВ подстанции «Ключевая» выполнено открытым по схеме мостика с масляными выключателями в цепях линий и транзитной перемычке (без ремонтной перемычки).

Распределительное устройство 10 кВ подстанции «Ключевая» выполнено по схеме с «одной секционированной системой сборных шин». Данная схема отвечает всем требованиям, предъявляемым к схемам РУ низкого напряжения.

Секционирование шин 10 кВ выполнено с помощью секционного выключателя и секционного разъединителя. От секций 1 и 2 сборных шин 10 кВ отходят 7 фидеров 10 кВ. К секциям шин 1 и 2 РУ 10 кВ подключены два измерительных трансформатора напряжения и два трансформатора собственных нужд ТМ–630/10/0,4, по одному на каждую секцию шин 10 кВ.

Электроснабжение поселковых потребителей осуществляется от 11 трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ по магистрально-радиальной резервированной схеме. Перечень ТП 10/0,4 кВ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика существующих трансформаторных подстанций

Номер, наименование ТП	Число и мощность трансформаторов, кВА	Потребители
1	2	3
КТП №4 «Больница»	ТМ-400	Больница Жилые дома, жилые дома
ТП №2 «Советская»	ТМ-400	Жилые дома, гаражи, административные здания, универмаг, наружное освещение, здание местной полиции, магазины, почта

Продолжение таблицы 1

1	2	3
КТП №3	ТМ-250	Жилые одно-многоквартирные дома, наружное освещение, дет. сад
МТП №20 «Пожарная»	ТМ-250	Жилые одно-двухквартирные дома, пожарная часть, магазин, наружное освещение
ТП №26 «Школа»	ТМ-400	Школа, СЮТ, ДК, магазины, универмаг, котельная, скважина, наружное освещение
РТП №25	ТМ-630	Жилые одно-многоквартирные дома, магазин, столовая, шиномонтажная, наружное освещение
ТП №11	ТМ-400	Жилые одно-двухквартирные дома, приём металлолома
ТП №23	ТМ-400	Жилые одно-двухквартирные дома
ТП №1	ТМ-400	Жилые одно-двухквартирные дома
ТП №6	ТМ-160	Жилые одно-двухквартирные дома
ТП №5	ТМ-250	Жилые одно-двухквартирные дома
ТП №13	ТМ-400	Жилые одно-двухквартирные дома

В данной квалификационной работе я рассматриваю только

центральную жилую часть села Тыгда, где помимо жилых домов находятся социально значимые объекты, такие как: детский сад, школа, поликлиника, магазины.

Выбранный участок для проведения реконструкции объединяет трансформаторные подстанции: ТП №4, ТП №2, ТП №3 , ТП №20 , ТП №26 , ТП №25, ТП №11, ТП №23.

Все ТП являются однострансформаторными, подключены к сети 10 кВ через разъединитель с предохранителем.

На всех ТП 10/0,4 кВ установлены устаревшие вентильные разрядники.

Фидеры 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ выполнены воздушными линиями, техническое состояние которых неудовлетворительное по причине значительного износа.

1.5 Актуальность реконструкции, её цели и задачи

Анализ системы электроснабжения поселка Тыгда показал, что система нуждается в реконструкции, причем в основном в центральной части села, где сосредоточены такие потребители как котельные, больница, школа, детский сад, так и жилые дома.

Необходимость реконструкции обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием системы электроснабжения поселка, а также нерациональной схемой сети 10 кВ.

Основной целью реконструкции системы электроснабжения центрального жилого района поселка Тыгда является изменение схемы сети 10 кВ на более надежную с одновременной заменой всего устаревшего и изношенного электрооборудования в сети 10 кВ.

Для повышения качества электроснабжения потребителей в селе Тыгда производится замена трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ на новые киоскового типа. Так же будет произведена замена провода АС-50 на напряжение 10 кВ на изолированный провод СИП 3 и провода АС-25 и АС-35 0,4 кВ на изолированный провод СИП 2 расчетного сечения. Замена деревянных опор и с ж/б приставками на железобетонные.

Так же требуется организация уличного освещения в рассматриваемом районе села.

Для решения основных задач реконструкции необходимо оценить сначала электрические нагрузки отдельных ТП, а затем суммарную нагрузку на шинах 10 кВ ПС «Ключевая».

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ

2.1 Общие положения

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы.

Величина расчетной нагрузки устанавливается на какой-то определенный срок. Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительных обоснований нагрузки элементов системы электроснабжения села могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Электрические нагрузки определяют для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, а также для расчёта потерь напряжения.

Электропотребление в жилых домах рассматривается в настоящее время для двух уровней: при газифицированных квартирах и квартирах с кухонными электроплитами. Расход электроэнергии в основном определяется электроосвещением и работой наиболее мощных электроприемников повседневного применения (холодильники, электронагревательные приборы). Годовое потребление электроэнергии одной семьёй колеблется от 100 до 2300 кВт·ч при наличии газовых плит и от 250 до 3800 кВт·ч при использовании электроплит. Увеличение электропотребления квартир происходит в результате насыщения приборами, в то же время новые приборы выпускаются с улучшенными характеристиками.

Активные и реактивные нагрузки отдельных потребителей являются

случайными функциями многих переменных величин. Они зависят от организации бытовых и трудовых режимов населения, технологических особенностей работы потребителей и т. д. Определение нагрузки производится на основании экспериментальных данных, обработанных с помощью методов математической статистики.

Нормированные значения применяются при разработке проектов электрических сетей новых и реконструируемых микрорайонов, районов и городов в целом. Определению подлежат расчетные нагрузки на вводе к каждому потребителю и в отдельных элементах электрических сетей.

Рассчитывать электрические нагрузки поселка Тыгда будем в следующем порядке:

- расчёт электрических нагрузок отдельных потребителей 0,4 кВ;
- расчёт суммарных электрических нагрузок потребителей, подключенных к одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ;
- расчёт суммарной электрической нагрузки подстанции «Тыгда», питающей потребителей поселка.

В качестве примера ниже показан подробный расчёт нагрузок для ТП №3, от нее отходят три воздушные линии (фидера). К третьей линии подключены семнадцать одноквартирных домов. Ко второй два шестиквартирных дома, два трехквартирных дома, один восьмиквартирный дом, один одноквартирный дом и детский сад. Первая линия питает два многоквартирных дома (на 3 и 6 квартир).

2.2 Расчет нагрузок жилых и общественных зданий

Расчет нагрузок выполняется в соответствии с РД 34.20.185–94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» с учётом изменений и дополнений, утверждённых Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 №213. [17]

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная ко вводу жилого здания, определяется по формуле

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n; \quad (1)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир [17];

n – количество квартир.

Поскольку в поселковых двухэтажных 6-ти квартирных и в одном 8-ми квартирном домах отсутствуют лифтовые установки и санитарно-технические устройства, т.е. силовая нагрузка, то расчетная электрическая нагрузка данных жилых домов будет равна расчетной электрической нагрузке квартир:

Жилые многоквартирные и многоквартирные дома:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} = 3 \cdot 9 + 5 \cdot 45 = 252 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$P_{\text{р.о.зд.}} = P_{\text{уд.о.зд.}} \cdot M; \quad (2)$$

где $P_{\text{уд.о.зд.}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка общественного здания [17];

M – количественный показатель (площадь магазина, площадь административного здания, количество мест, на которое рассчитано предприятие общепита, количество мест в детском саду, библиотеке, число учащихся в школе).

Расчётная нагрузка детского сада на 55 мест:

$$P_{\text{р.д.с.}} = 0,46 \cdot 55 = 23,47 \text{ кВт.}$$

Реактивная составляющая мощности нагрузки определяется по соответствующему коэффициенту мощности [17]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi; \quad (3)$$

Для жилых домов:

$$Q_{p.ж.д.} = 252 \cdot 0,3 = 75,6 \text{ квар.}$$

Реактивная расчётная нагрузка детского сада:

$$Q_{p.д.с.} = 25,3 \cdot 0,25 = 6,32 \text{ квар.}$$

Для наружного освещения дороги, улиц и площадей рекомендуется применять высокоэкономичные источники света – натриевые лампы высокого давления.

В нашем проекте используем зеркальные лампы высокого давления серии ДНаЗ/Reflux S 150, они могут применяться для прямой замены ртутных ламп ДРЛ и ДРЛФ без замены пускорегулирующей аппаратуры, и не требует дополнительного зажигающего устройства. Выбираем светильник типа РКУ 01-250, при этом применяем однорядное расположение светильников.

2.3 Расчет электрических нагрузок котельных

В с. Тыгда для целей теплоснабжения больницы, школы, детского сада, дома культуры, производственных зданий и жилых домов используется 2 котельные. Расчет электрической нагрузки ведем согласно [3].

Электрическая нагрузка сетевых насосов котельной определяется по формуле (кВт) [3]:

$$P_{с.к} = P_{с.уд} \cdot Q; , \quad (4)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района (Гкал);

$P_{с.уд}$ - удельная расчетная нагрузка сетевых насосов (кВт/Гкал/ч).

$$P_{с.уд} = 0,92 \cdot (L + 4,5) ; \quad (5)$$

где L - длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, км.

Электрическая нагрузка остальных электроприемников в котельной

(кВт):

$$P_{\text{ок}} = P_{\text{о.уд}} \cdot Q; \quad (6)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района, Гкал/ч;

$P_{\text{о.уд}}$ - удельная расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной, (кВт/Гкал/ч).

Полная электрическая нагрузка котельной определяется по формуле:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{ск}} + P_{\text{ок}}; \quad (7)$$

Определяем расчетную активную нагрузку котельной №1 «Больничная» (длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения $L = 0,1$ км):

$$P_{\text{суд}} = 0,92 \cdot (0,1 + 4,5) = 4,23 \text{ кВт.}$$

Сетевых насосов:

$$P_{\text{ск}} = 4,23 \cdot 2,4 = 10,15 \text{ кВт.}$$

Остальных электроприемников:

$$P_{\text{ок}} = 8,5 \cdot 2,4 = 20,4 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная мощность:

$$P_{\text{к}} = 10,15 + 20,4 = 30,55 \text{ кВт.}$$

Расчет произведен верно, т.к. на котельной установлено четыре котла мощностью 0,6 Гкал/ч.

Определяем реактивную нагрузку.

Для котельных $\cos\varphi = 0,87$, $\text{tg}\varphi = 0,56$

$$Q = 30,55 \cdot 0,56 = 17,1 \text{ квар.}$$

Полная мощность:

$$S_{\text{к}} = \sqrt{30,55^2 + 17,1^2} = 35,01 \text{ кВА.}$$

Расчет произведен в Microsoft Excel, приведен в приложении А,

результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок центрального жилого района села Тыгда

№ ТП	№ Линии	Объект	Руд	n	tg	Рздmax	Qрmax
1	2	3	4	5	6	7	8
МТП №4 400кВА	1	Котельная	30,55	1	0,56	30,55	17,108
		Скважина	11,5	1	0,5	11,5	5,75
	2	Жилые дома	3	45	0,3	135	40,5
	3	Поликлиника (УЗИ, рентген) 100 чел/сутки	0,6	100	0,4	60	24
		Больница стационар 30 койка мест.	2,2	30	0,4	66	26,4
		Склад (300 кв.м)	0,06	300	1	16,2	16,2
	4	Жилые дома	3	17	0,3	51	15,3
	5	Жилые дома	3	7	0,3	21	6,3
		Освещение	0,125	19	0,8	2,375	1,9
		Итого				354,26	138,11
ТП №2 400 кВА	1	Коттеджи	5	35	0,3	175	52,5
	2	Жилые дома	3	9	0,3	27	8,1
		Администрация	0,07	150	0,57	6,3	3,59
		Полицейский участок	0,07	65	0,57	3,185	1,81
		Почта	0,07	70	0,57	3,43	1,95
		Гараж на 15 автомобилей (400 кв. метров)	0,06	400	1	14,4	14,4
		Офис	0,07	60	0,57	2,52	1,43
		Продовольственный магазин	0,25	90	0,75	13,5	10,12
3	Жилые дома	3	82	0,3	246	73,8	

	Гараж на 9 тракторов (400 кв. метров)	0,03	400	0,76	10,8	8,2
	Освещение	0,125	59	0,8	7,37	5,9
	Итого				509,51	181,83

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
КТП №3 250 кВА	1	Жилые дома	3	9	0,3	27	8,1
	2	Детский сад 55 мест	0,46	55	0,25	25,3	6,325
		Жилые дома	5	27	0,3	135	40,5
	3	Жилые дома	5	18	0,3	90	27
		Освещение	0,125	13	0,8	1,625	1,3
		Итого				251,03	74,9
МТП №20 250 кВА	1	Жилые дома	3	42	0,3	126	37,8
		Механизир. колонна (гараж, оборудование)	0,06	1000	1	30	30
	2	Пожарная часть	0,09	250	0,75	13,5	10,12
	3	Жилые дома	3	20	0,3	60	18
		Магазин "Фауст" со смешанным ассортиментом	0,16	30	0,75	2,88	2,16
		Освещение	0,125	25	0,8	3,12	2,5
	Итого				235,5	100,58	
ТП №26 400 кВА	1	Продовольственный магазин (100 кв.м)	0,25	100	0,75	15	11,25
		Промтоварный магазин (90 кв.м)	0,16	90	0,48	8,64	4,1472
		Аптека (70 кв.м)	0,1	70	0,43	4,2	1,8
		Универмаг (200 кв.м)	0,25	200	0,62	30	18,6
		Гараж на 15 мест (300 кв.м)	0,06	300	0,75	16,2	12,15
	2	Жилой дом	5	3	0,3	13,5	4,05
		Дом культуры	0,46	100	0,43	32,2	13,84
		Скважина	11,5	1	0,5	10,35	5,175
		Муниципальная школа на 420 мест	0,25	420	0,33	105	34,65
	3	СЮТ 35 чел.	0,9	35	0,2	22,05	4,41

	Кательная	30,55	1	0,56	30,55	17,10
	Освещение	0,125	15	0,8	1,875	1,5
	Итого				289,56	128,69

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
РТП №25 630 кВА	1	Жилые дома/ Коттеджи	5	16	0,3	80	24
		Столовая 45 мест	0,9	45	0,33	28,35	9,35
		Шиномонтаж (100 кв.м)	0,08	100	0,5	5,6	2,8
		Водонасосная	11,5	1	0,5	11,5	5,75
	2	Жилые дома/ Коттеджи	5	23	0,3	115	34,5
	3	Жилые дома	3	30	0,3	90	27
		Освещение	0,125	33	0,8	4,125	3,3
	Итого				334,57	106,7	
ТП №11 400 кВА	1	Жилые дома/ Коттеджи	5	12	0,3	60	18
	2	Жилые дома/ Коттеджи	5	11	0,3	55	16,5
	3	Чер.мет. 2500 кв. метров (Пресс, пилы, сварка)	0,07	2500	0,55	157,5	86,62
		Жилые дома/ Коттеджи	6	12	0,3	72	21,6
		Освещение	0,125	19	0,8	2,375	1,9
		Итого				346,87	144,62
ТП №23 400кВА	1	Жилые дома/ Коттеджи	3	61	0,3	183	54,9
		Баня (2 парные от лектрической печи, бассейн)	15	1	0,75	13,5	10,12
		Освещение	0,125	33	0,8	4,12	3,3
		Итого				200,62	68,32

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения.

В соответствии с [12; 17] в рассматриваемом поселке на ТП 10/0,4 кВ компенсация реактивной мощности не производится, так как на ТП 10/0,4

компенсация реактивной мощности предусматривается только при требуемой расчётной мощности компенсирующих устройств более 150 квар, что не соблюдается ни для одной ТП поселка.

Вопрос о числе трансформаторов на ТП зависит от категории питаемых потребителей.

Для питания потребителей I категории требуется установка двух трансформаторов, для питания II категории возможна установка одного или двух трансформаторов, потребители III категории должны питаться от однострансформаторных подстанций.

Наиболее экономичны однострансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению могут обеспечить надежное питание потребителей II и III.

При проектировании или реконструкции систем электроснабжения установка однострансформаторных подстанций рекомендуется при полном резервировании электроприёмников I и II категории по сетям низкого напряжения и для питания электроприёмников III категории, когда возможна замена поврежденного трансформатора в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва.

С учётом вышеизложенного, произведем установку новых КТП-10/0,4 кВ предусматривая строительство отпаек от действующей ВЛ-10 кВ с подключением через разъединитель РЛНД-10 с заземляющими ножами. В новых трансформаторных подстанциях будут приняты к использованию силовые трансформаторы серии ТМГ герметичного исполнения, мощностью от 250 до 630 кВА.

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов осуществляется по условию:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{р III}}}{N_{\text{T}} \cdot K_3}; \quad (8)$$

где $S_{p\text{ ТП}}$ – расчётная нагрузка ТП;

N_T – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки, при двух трансформаторах принимается в пределах от 0,7 до 0,8, при одном – 0,85.

Расчётная мощность трансформаторов для ТП 2, на которой в настоящее время стоит один трансформатор мощностью 400 кВА:

$$S_{p\text{ тр}1} = \frac{486,85}{1 \cdot 0,85} = 626,33 \text{ кВА.}$$

Таким образом, на новой ТП №2 трансформатор ТМ–400 заменяется трансформаторами ТМГ–630, коэффициент загрузки которых составит:

$$K_{3\text{ КТП5}} = \frac{486,88}{630} = 0,77.$$

Аналогичным образом были определены расчётные мощности трансформаторов для остальных ТП.

Результаты расчётов даны в таблице 3, там же даны коэффициенты загрузки для всех трансформаторов.

Таблица 3 – Выбор трансформаторов для ТП

ТП	$S_{p\text{ ТП}}$, кВА	$S_{p\text{ тр}}$, кВА	Установленные в настоящее время трансформаторы	K_3	Трансформа торы в новых КТП- 10/0,4	$K_3 / K_{3.\text{па}}$
МТП №4	342,2	253,4	ТМ-400	0,85	2хТМГ-400	0,5/0,85
ТП №2	486,8	636,4	ТМ-400	1,21	ТМГ-630	0,77
КТП №3	235,7	308,2	ТМ-250	0,94	ТМГ-400	0,58
МТП №20	230,4	301,2	ТМ-250	0,92	ТМГ-400	0,57
ТП №26	286,6	372,7	ТМ-400	0,71	ТМГ-400	0,71
РТП №25	231,5	302,6	ТМ-630	0,36	ТМГ-400	0,79
ТП №11	338,2	442,1	ТМ-400	0,84	ТМГ-400	0,84
ТП №23	190,7	249,3	ТМ-400	0,47	ТМГ-250	0,76

Таким образом, я заменил все 8 существующих трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на реконструируемой мной участке, на новые КТПк - комплектная трансформаторная подстанция киоскового типа. МТП №4, питающую участковую больницу (II категория, где необходима установка двух трансформаторов), установил двухтрансформаторную 2КТП 10/0,4 кВ.

Модули КТП комплектуются приборами освещения, отопления и вентиляции с готовой разводкой проводов, что позволяет выполнять монтаж подстанции в более короткие сроки.

Распределительное устройство высокого напряжения (РУВН) на КТП мощностью свыше 250 кВА выполняется, на базе камер серии КСО-395.

Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН), комплектуются панелями ЩО-70 с рубильниками и предохранителями на вводе и с автоматическими выключателями на отходящих линиях.

Для двухтрансформаторной подстанции (2КТП №4), в которой необходимо предусмотреть автоматическое включение резерва (АВР) установлена панель ЩО-70 с аппаратурой АВР.

В панели установлена аппаратура управления вводными и секционными автоматическими выключателями. Панель рекомендуется устанавливать между вводной и секционной панелями распределительного устройства.

3. РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ТЫГДА 0,4 КВ

По результатам осмотра установлено, что электрические сети села Тыгда находятся в состоянии, требующем скорейшей реконструкции:

-большая часть деревянных опор из-за длительной эксплуатации пришли в негодность;

-малые сечения проводов (АС25, АС35) снижают качество и создают дефицит мощности при потреблении электроэнергии населением.

В данном проекте учтен объем строительства новых и реконструкция ВЛИ 0,4 кВ, несоответствующей пропускной способности. Замена неизолированных проводов воздушных линий на самонесущие изолированные провода в значительной мере позволят повысить надежность, безопасность и эффективность функционирования распределительных электрических сетей.

Определение потерь напряжения в элементах сети производится на основании расчетов, исходя из допустимого отклонения напряжения у приемников потребителя (п. 5.2 ГОСТ 13109-97) и уровней напряжения на шинах центра питания. При этом потери напряжения в электрических линиях напряжением 220 и 380 В не должны превышать 7,5%.

В результате принимаются технических решения по разработке электрической схемы потребителей села, предусматривающей перераспределение электрических нагрузок за счет разукрупнения фидеров, так же использование в сети двухцепных ВЛ 0,4 кВ.

Проанализировав, счел необходимым перенести КТП №23 ближе к центру электрических нагрузок потребителей, питающихся от этой КТП, из-

за её отдаленного положения от жилых домов. Тем самым дважды сократив длину отходящих фидеров 0,4 кВ и снизив потери на напряжения.

Часть домов (30 многоквартирных домов) питаемых от ТП №23 перенес по ВЛ к питанию от КТП №25, расположенной вблизи.

Также перераспределил нагрузку на КТП №2: часть домов (34 домов), питаемых по отходящей линии (фидера) №3 перенес в нагрузку на КТП №23, находящейся на новом месте расположения, более близком и удобном для того что бы принять такую нагрузку.

Произвел новый перерасчет нагрузки на КТП №2, КТП №25 и КТП №23 учтя это при выборе трансформаторов в КТП.

Места разукрупнения фидеров 0,4 кВ на КТП и новое место положения КТП 23 приведено на плане электрических сетей.

3.1 Выбор и проверка сечений линий 0,4 кВ

В настоящее время при строительстве новых и замене старых линий электропередачи в распределительных сетях до 20 кВ предпочтение отдаётся самонесущим изолированным проводам (СИП). По сравнению с традиционно применявшимися неизолированными проводами самонесущие изолированные провода обладают целым рядом преимуществ.

При относительно небольшом повышении затрат (примерно процентов на 20) по сравнению с неизолированными «голыми» проводами надежность и безопасность линии, выполненной СИП, повышается до уровня надежности кабельных линий. В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи с изолированными проводами (ВЛИ) наблюдается сокращение эксплуатационных расходов (затрат на обход ЛЭП) до 85% по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами. Не требуется расчистка трасс и замена изоляции, сокращаются восстановительные работы, отсутствует гололедообразование. При этом обеспечиваются:

- безопасность работ на ВЛИ и вблизи нее;
- снижение потерь напряжения и мощности вследствие малого реактивного сопротивления, а также увеличение пропускной способности

для одинаковых сечений на 6,5%;

– снижение неучтенных потерь электроэнергии, связанных с трудностью несанкционированного подключения к изолированному проводу.

Присоединение, связанное с нарушением изоляции проводов (так называемая «зачистка»), ведет к аварийному отключению линии;

– экономия металлоконструкций и железобетона при техническом перевооружении (на одноцепной опоре со стойкой СВ 95-2 можно вешать две цепи за счет снижения изоляционных расстояний между цепями и уменьшения механических нагрузок). Экономия железобетона на одну опору составляет 0,17 м³, металлоконструкций – 12,3 кг.

Крепление самонесущих изолированных проводов предусмотрено при помощи стандартной линейной арматуры «Нилед». Арматура для подвески провода должна соответствовать ГОСТ или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке. Защита линейной арматуры от коррозии должна осуществляться по техническим требованиям ГОСТР51177-98 «Арматура линейная. Общие технические условия».

Выбор сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{p.l}}{U_{н} \cdot \sqrt{3}}; \quad (9)$$

где $S_{p.l}$ - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется сечение линий.

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}; \quad (10)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [1, 6]), А.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Потерей напряжения называют разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \% ; \quad (11)$$

где I - рабочий максимальный ток;

L - длина линии в км;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение,;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными.

В нашем случае дома в основном частные высотой 1 этаж и небольшое количество домов высотой 2 этажа.

Для воздушных линий электропередач будем использовать самонесущие изолированные провода (СИП 2). Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания примем коаксиальные ввода.

На воздушных линиях электропередачи 0,38 – 10 кВ примем железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются одной организацией, то подвеска проводов 0,38 кВ и 10 кВ осуществляется на одних опорах [глава 2.4,ПУЭ]. Для подачи электроэнергии на объекты, такие как школа, многоквартирные жилые дома, котельные, детский сад расположенные недалеко от подстанций используем кабель марки ААШв расчетного сечения.

Рассмотрим на примере ТП 2, линия первая. Для распределения электроэнергии и снижения потерь, я разделил первую линию на две. Лини выполнил двухцепным исполнением для дополнительного увеличения пропускной способности, за счет более полной компенсации потокосцеплений фаз по прямой последовательности, и как следствие уменьшение продольного сопротивления линии.

На разделенных линиях принял СИП 2 сечением 3×50+1×50 и длительно допустимым током 140 А [11].

Найдем отклонение напряжения по формуле (11).

$$\Delta U = \frac{60,53 \cdot 0,65 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,59 \cdot 0,98 + 0,063 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 10,06\% .$$

Отклонение напряжения слишком большое. Исходя из того, что возможен рост нагрузки, примем СИП 2 сечением 3x70+1x70 и длительно допустимым током 240 А, тогда потеря напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{60,53 \cdot 0,65 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,42 \cdot 0,98 + 0,078 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 7,2\% .$$

Подробный расчет приведен в приложении Б. Выбор сечений осуществляется по формуле (10). Расчет приведен в приложении Б, результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Сечение провода на напряжение 0,38 кВ

№ ТП	№ линии	S, кВА	Ip, А	Иддоп, А	L, м	Сечение, мм	Марка	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	1	43,08	65,45	167,7	100	3x25+1x35	СИП 2	4,322

2	62,01	94,22	300	500	3x95+1x95	СИП 2	6,504
3	64,83	98,55	300	450	3x95+1x95	СИП 2	6,120
4	142,75	108,46	240	125	3x70+1x70	СИП 2	2,507

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	5	47,92	72,86	240	475	3x70+1x70	СИП 2	6,39
	6	19,73	29,96	240	475	3x70+1x70	СИП 2	2,633
2	1	79,68	60,53	240	650	3x70+1x70	СИП 2	7,281
	2	79,68	60,53	240	655	3x70+1x70	СИП 2	7,334
	3	74,87	56,88	240	435	3x70+1x70	СИП 2	4,577
	4	81,74	62,09	240	400	3x70+1x70	СИП 2	4,594
	5	79,86	60,67	240	400	3x70+1x70	СИП 2	4,500
3	1	25,36	38,54	277,35	200	50	ААШВ	1,972
	2	150,32	228,38	496,65	275	120	ААШВ	6,722
	3	84,56	128,48	240	230	3x70+1x70	СИП 2	5,466
20	1	70,47	107,06	300	450	3x95+1x95	СИП 2	6,652
	2	47,92	72,8	300	650	3x95+1x95	СИП 2	6,534
	3	15,18	23,07	167,7	75	3x25+1x35	СИП 2	1,142
	4	59,61	90,56	300	470	3x95+1x95	СИП 2	5,877
26	1	136,64	207,61	300	200	3x95+1x95	СИП 2	5,733
	2	51,75	78,627	167,7	150	50	ААШВ	3,018
	3	99,51	151,19	277,35	65	50	ААШВ	2,514
25	1	119,24	104,62	300	450	3x95+1x95	СИП 2	6,5
	2	108,05	94,8	300	300	3x70+1x70	СИП 2	5,261
	3	84,56	148,39	300	300	3x95+1x95	СИП 2	6,146
11	1	56,37	42,82	140	300	3x50+1x50	СИП 2	3,286
	2	51,67	39,25	140	300	3x50+1x50	СИП 2	3,012
	3	211,337	160,54	300	250	3x95+1x95	СИП 2	5,541
23	1	77,18	117,22	300	400	3x95+1x95	СИП 2	6,476
	2	64,83	98,49	240	350	3x70+1x70	СИП 2	6,377

4. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

Основным принципом построения распределительной сети 10 кВ для электроприемников II категории является сочетание петлевых схем 10 кВ, обеспечивающих двухстороннее питание каждой ТП, и петлевых схем 0,38 кВ для питания потребителей. При этом линии 0,38 кВ в петлевых схемах могут присоединяться к одной или разным ТП.

Основным принципом построения распределительной сети 10 кВ для электроприемников III категории является сочетание петлевых линий 10 кВ и радиальных линий 0,38 кВ к потребителям. При применении воздушных линий электропередачи для питания электроприемников III категории резервирование линий может не предусматриваться. При применении в сети 0,38 кВ кабельных линий должна учитываться возможность использования временных шланговых кабелей. [17]

Так как большая часть потребителей в поселке относится к III категории, то оптимальной схемой распределительной сети поселка является сочетание петлевых линий 10 кВ и радиальных линий 0,38 кВ к потребителям. При этом в настоящее время схема сети 10 кВ выполнена по магистрально-радиальному принципу с помощью одной магистрали с односторонним питанием, питающей трансформаторные подстанции, приведенные в таблице 1. Подстанции подключаются с помощью отпаек к магистральным линиям 10 кВ.

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ все ТП (кроме КТП №3) подключены к сети 10 кВ через масляные выключатели, которые устанавливаются в РУ 10 кВ. Использование подобных схем в совокупности с масляными выключателями не обеспечивает надёжного электроснабжения потребителей. Также отсутствует дополнительный источник питания для поселка

Поэтому, чтобы повысить надёжность электроснабжения потребителей вводим резервную ячейку со второй секции шин 10 кВ подстанции

«Ключевая», для подключения дополнительной ВЛЭП. Тем самым существующая схема запитки КТП будет изменена на схему двойных сквозных магистралей с односторонним питанием. Такая сеть обеспечит надежное электроснабжение потребителей села, поскольку к вводу устройству подходят две линии, каждая из которых обеспечивает снабжение электроэнергией электроприемников при повреждении одной из них.

Следовательно, реконструкция электрической сети 10 кВ системы электроснабжения поселка Тыгда заключается в замене старых ТП на КТП, что было проделано мной ранее, и прокладке новых линий 10 кВ с заменой проводников существующих линий 10 кВ.

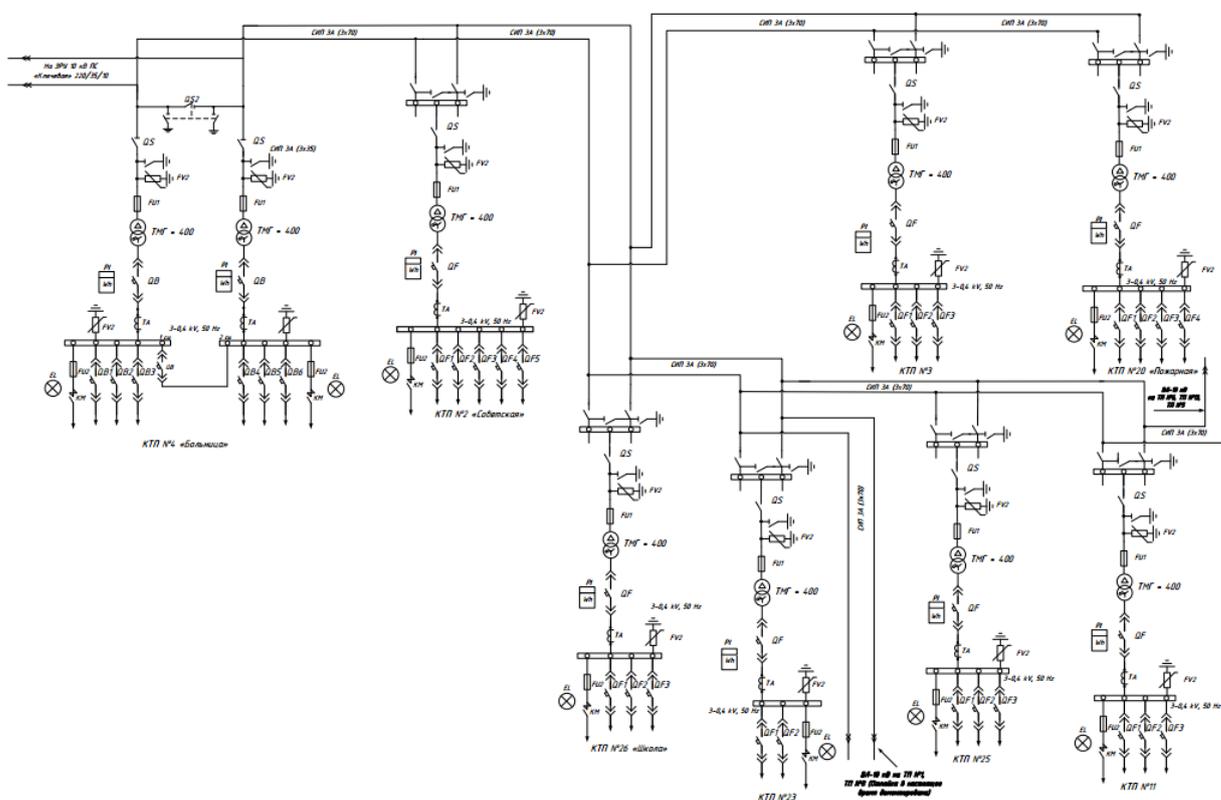


Рисунок 1 – Предлагаемая схема системы внутреннего электроснабжения

4.1 Выбор и проверка проводников 10 кВ

Для выполнения сети 10 кВ приняты самонесущие изолированные провода СИП-3 – провод самонесущий защищенный с токопроводящей жилой из алюминиевого сплава, с защитной изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена.

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (РП, ЦП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по [табл. 2.4.1, РД 4.20.185-94]. Коэффициент мощности для линии 10(6) кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92. К расчетной нагрузке прибавляются и потери в трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2} \quad (12)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2}, \quad (13)$$

где $P_{P.Л.}, Q_{P.Л.}$ - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

X, R - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом;

U - номинальное напряжение, кВ.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.

Таблица 5– Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ

Номер ТП	Коэффициент загрузки	Потери в трансформаторах, кВА	Расчетная нагрузка, кВА
1	2	3	4
КТП №4	0,5	21,07	342,20
КТП №2	0,77	8,29	486,88
КТП №3	0,73	8,8	235,77
КТП №20	0,59	3,05	230,47

1	2	3	4
КТП №26	0,59	7,32	285,18
КТП №25	0,79	5,74	316,06
КТП №11	0,84	6,54	338,23
КТП №23	0,76	6,57	190,74
ТП №1	0,75	20	280
ТП №6	0,75	8	112
ТП №5	0,75	10	175
ТП №13	0,75	20	280

Выбор сечений осуществляется по формуле (9).

Ток на участке КПП4-КТП2:

$$I_p = \frac{(342,2 + 486,88)}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 287,19$$

Выбрал СИП 3 сечением 1×90 и длительно допустимым током 310 А.

Найдем отклонение напряжения по формуле (11).

$$\Delta U = \frac{287,19 \cdot 0,6 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (0,31 \cdot 0,98 + 0,07 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,78\%$$

Подробный расчет для все участков приведен в приложении В. Результаты проверки и измененные сечения сведены в таблицу 6. Выбор сечений осуществляется по формуле (10).

Таблица 6 – Марка и сечение провода на напряжение 10 кВ

Участок	Ip, А	Марка провода	Длина, м	Ид.д, А
1	2	3	4	5
КПП4-КТП2	287,19	СИП-3 ,1x95	600	310
КПП2-КТП26	267,44	СИП-3 ,1x95	450	310
КПП26-КТП3	180,46	СИП-3 ,1x95	400	310

1	2	3	4	5
КПТ3-КТП20	161,50	СИП-3 ,1x95	600	310
КПТ26-КТП23	164,86	СИП-3 ,1x95	650	310
КПТ26-КТП25	208,27	СИП-3 ,1x95	450	310
КПТ25-КТП11	226,64	СИП-3 ,1x95	400	310
КПТ25-КТП1	206,47	АС 50	600	310
КПТ11-КТП6	77,98	АС 50	800	235
КПТ6-КТП13	67,89	АС 50	600	235
КПТ6-КТП5	49,70	АС 50	800	235

Проверим провод выбранного сечения по потери напряжения по формуле (11). Подробный расчет для все участков приведен в приложении В. Результаты проверки сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка по потере напряжения

Участок	Расчетная мощность, кВА	Ip, А	Марка провода	ΔU_p , %
1	2	3	4	5
КПТ4-КТП2	829,09	287,19	СИП-3 ,1x95	0,786
КПТ2-КТП26	772,07	267,44	СИП-3 ,1x95	0,548
КПТ26-КТП3	520,95	180,46	СИП-3 ,1x95	0,329
КПТ3-КТП20	466,24	161,5	СИП-3 ,1x95	0,442
КПТ26-КТП23	475,93	164,86	СИП-3 ,1x95	0,488
КПТ26-КТП25	601,24	208,27	СИП-3 ,1x95	0,427
КПТ25-КТП11	654,29	226,64	СИП-3 ,1x95	0,413
КПТ25-КТП1	596,06	206,47	АС 50	0,565

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
КПТ11-КТП6	450,23	77,98	АС 50	2,168
КПТ6-КТП13	392	67,89	АС 50	1,415
КПТ6-КТП5	287	49,70	АС 50	1,555

Итак, выбираем провод СИПЗ, для того чтобы обеспечить надежное электроснабжение проектируемого района питающую линию делаем двухцепной.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 0,4 КВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное.

При расчете токов КЗ в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей длиной 10 м и более, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

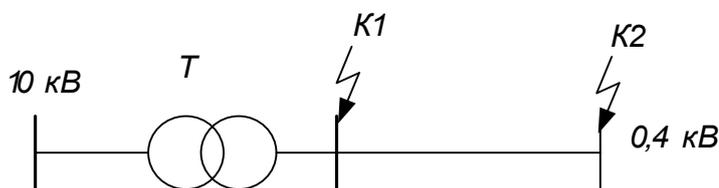


Рисунок 2 – Схема участка сети 0,4 кВ

Так как выбор сечения проводников, разъединителей и пр. оборудования проводится по токам КЗ, то проведем расчет по упрощенной методике.

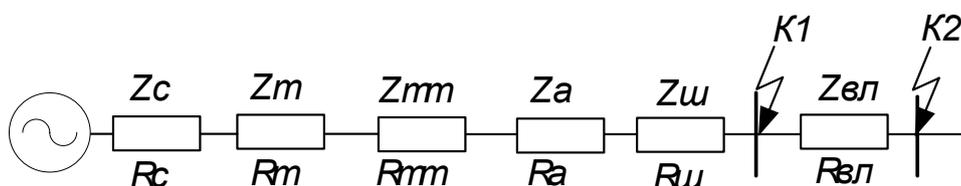


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности

Рассмотрим расчет токов КЗ для ТП № 2, на шинах и в конце самой длинной линии – там, где будет самый маленький ток КЗ (т.е., по наименьшему току считают самые удаленные линии). Остальные потребители на напряжение 0,4 кВ располагаются ближе от своих питающих ТП, чем указанный потребитель от ТП № 2 в точке К2.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_C = x_1 = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{KC}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_C} \right)^2 \cdot 10^3; \quad (14)$$

где U_C - напряжение системы, в данном случае равно 10,5 кВ;

$U_{Б.СТ}$ - напряжение базисной ступени, в данном случае равно 0,4 кВ;

$I_{KC}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 10000 А.

$$x_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,88 \text{ мОм.}$$

Удельное сопротивление шин $100 \times 8 \text{ мм}^2$ составляет:

$$r_0 = 0,042 \text{ мОм/м, } x_0 = 0,157 \text{ мОм/м.}$$

Основные параметры трансформатора: $S_T = 630 \text{ кВА}$, $U_K = 5,5 \%$, $\Delta P_K = 7.6 \text{ кВт}$.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2 \cdot 10^4}{S_{TP}}; \quad (15)$$

$$X_{TP} = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{630} = 16 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH}^2}{S_{ном.т}^2}; \quad (16)$$

$$r_{TP} = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,2 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора

Сопротивление трансформатора тока по справочным данным [1]

$$R_{\text{тТ}} = 0,2 \text{ Ом}; X_{\text{тТ}} = 0,3 \text{ Ом}.$$

Сопротивления шин:

$$R_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,042 \cdot 2 = 0,084 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ш}} = r_0 \cdot l_{\text{ш}} = 0,157 \cdot 2 = 0,314 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}} = 0,42 \cdot 0,65 = 0,27 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}} = 0,75 \cdot 0,65 = 0,48 \text{ Ом}.$$

Сопротивление автоматических выключателей [1]

$$R_{\text{а}} = 1,1 \text{ мОм}; X_{\text{а}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Трехфазное КЗ

Для примера произведем расчет трехфазного тока короткого замыкания в точке К1, на шинах 0,4 кВ расчетной ТП

Суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma} = (x_c + x_{\text{ТП}} + x_{\text{тТ}} + x_{\text{а}} + x_{\text{ш}}); \quad (17)$$

$$X_{\Sigma} = 0,88 + 16 + 0,3 + 0,5 + 0,314 = 17,99 \text{ Ом}.$$

$$R_{\Sigma} = (r_{\text{ТП}} + r_{\text{тТ}} + r_{\text{а}} + r_{\text{ш}}); \quad (18)$$

$$R_{\Sigma} = 3 + 0,2 + 1,1 + 0,084 = 4,38 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление цепи:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}; \quad (19)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{17,99^2 + 4,38^2} = 17,29 \text{ Ом}.$$

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} ; \quad (20)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,29} = 13,36 \text{ кА.}$$

Далее определяем ударный ток в точке К1:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_K^{(3)} ; \quad (21)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (22)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} ; \quad (23)$$

$$T_a = \frac{7,784}{314 \cdot 24,244} = 0,013 \text{ с.}$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 13,36 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}} \right) = 27,68 \text{ кА.}$$

В точке К2, в конце отходящей линии

$$X_{\Sigma} = 0,88 + 14 + 0,3 + 0,5 + 0,314 + 0,48 = 16,88 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = 3 + 0,2 + 1,1 + 0,084 + 0,27 = 4,34 \text{ Ом};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{16,88^2 + 4,34^2} = 17,43 \text{ Ом};$$

Ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,43} = 13,2 \text{ кА};$$

$$I_{y0K2} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,0022}} \right) = 27,05 \text{ кА}.$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, результаты сведены в таблицу 17.

Двухфазное КЗ

Минимальный ток двухфазного КЗ, необходимый при расчёте релейной защиты:

$$I_{K}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K}^{(3)}; \quad (24)$$

$$I_{K1 \text{ min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,36 = 11,56 \text{ кА};$$

$$I_{K2 \text{ min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,2 = 11,42 \text{ кА}.$$

Однофазное КЗ

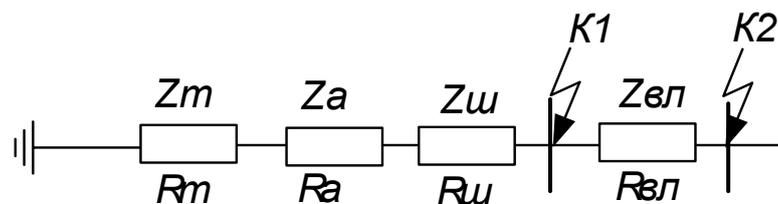


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

Расчет однофазного тока короткого замыкания производится для проверки надежности срабатывания защитной аппаратуры при однофазном коротком замыкании.

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}; \quad (25)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус,

Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}; \quad (26)$$

где r_{ϕ} , x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода,

Ом;

r_N , x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Наименьшим током короткого замыкания будет ток в наиболее удаленной точке от трансформаторной подстанции.

$L = 0,65$ км – длина ВЛ до наиболее удаленной точки от ТП № 2 (точка К2).

$$z_n = \sqrt{(0,42 + 0,49 \cdot 650)^2 + (0,078 + 0,085 \cdot 650)^2} = 17,55 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 400}{17,55 + \frac{16,31}{3}} = 18,35 \text{ кА.}$$

Подробный расчет для всех ТП и токов КЗ в точке К2 (в конце линии) приведен в приложении Г. Результаты расчета сведены в таблицу 8.

Мощность трансформатора	Z	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(2)}$	I_o	Ta	Куд	Iуд
кВА	Ом	кА	кА	кА	с		кА
400	26,302	8,791	7,604	13,276	0,010	1,366	17,490
630	17,299	13,365	11,561	18,557	0,013	1,469	27,680
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
400	25,463	9,080	7,855	13,638	0,010	1,366	17,490
250	43,006	5,376	4,650	8,6885	0,012	1,442	10,931

Таблица 8 - Результаты расчетов трехфазных токов для точки К1

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА 10 КВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

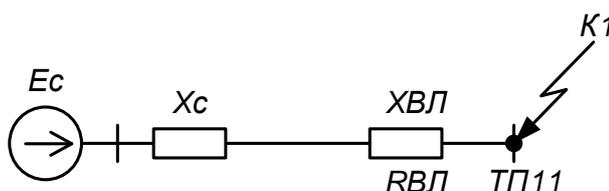


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, на шинах самой дальней ТП №11:

Аналогично расчету токов КЗ на 0,4 кВ.

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,88 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(x_{ВЛ} + x_{сис})^2 + r_{ВЛ}^2} = \sqrt{(0,88 + 1,085)^2 + 0,21^2} = 1,97 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,97} = 3,07 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,07 = 2,66 \text{ кА};$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0045}} = 1,1;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 3,07 = 4,7 \text{ кА}.$$

Токи КЗ на самой близкой ТП к подстанции, ТП №4:

$$Z = \sqrt{(x_{ВЛ} + x_{сис})^2 + r_{ВЛ}^2} = \sqrt{(0,88 + 0,155)^2 + 0,03^2} = 1,03 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{ocH}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,03} = 5,8 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,88 = 5,1 \text{ кА};$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0045}} = 1,3;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 5,8 = 10,6 \text{ кА}.$$

7. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ЛИНИИ 10 И 0,4 кВ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе.

Проверим выбранный нами питающий потребителей (ВРУ) провод на термическую стойкость при коротком замыкании.

Допустимая температура провода (СИП 2 сечением 25 мм²) 65°С, длительно допустимый ток 240А. Предельная температура жилы провода при КЗ 200°С, при токе трехфазного короткого замыкания $I_{по}=8,7$ кА.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места короткого замыкания:

$$T_a = 0.01 \text{ с.}$$

Вычислим тепловой импульс по формуле:

$$B_k = I_{по}^2 \left[t_{откл} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_a}} \right) \right];$$

(27)

где $t_{откл}=0,1$ сек - время к.з. по срабатыванию предохранителей. Минимальное сечение кабеля по условиям термической стойкости определяем по формуле:

$$S_{ТЕРМ} = \sqrt{\frac{B_k}{C_T}};$$

(28)

где $C_T = 94 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^2}$ - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей.

$$B_k = 8,7^2 \left[0,1 + 0,01 \cdot (1 - e^{\frac{2 \cdot 0,1}{0,01}}) \right] = 10,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$S_{\text{ТЕРМ}} = \sqrt{\frac{10,7 \cdot 10^3}{78}} = 11,7 \text{ мм}^2$$

$$S = 25 \text{ мм}^2 > S_{\text{ТЕРМ}} = 11,7 \text{ мм}^2$$

Это означает, что выбранный нами провод подходит по термической стойкости.

Проверяю провод, питающий ТП (10 кВ), сечение 70 мм², I_{по}=5,8 кА

$$B_k = 5,8^2 \left[0,1 + 0,01(1 - e^{\frac{2 \cdot 0,1}{0,01}}) \right] = 7,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$S_{\text{ТЕРМ}} = \sqrt{\frac{14,7 \cdot 10^3}{78}} = 9,6 \text{ мм}^2$$

$$S = 70 \text{ мм}^2 > S_{\text{ТЕРМ}} = 9,6 \text{ мм}^2. \text{ Условие выполняется.}$$

8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ В КТП 10/0,4 КВ

8.1 Выбор и проверка разъединителей

Комплектно с КТП поставляется разъединитель наружной установки с приводом марки РЛНД-10/400

Трехполюсные разъединители РЛНД 1-10/400 УХЛ1 применяются в высоковольтных сетях и на открытых подстанциях переменного тока частотой 50 Гц секционирования сетей и отсоединения от сети потребителей без тока нагрузки для образования видимого промежутка в линии.

Привод разъединителя ПР-01 предназначен для ручного оперирования разъединителем РЛНД 1-10/400 УХЛ1

Условия выбора сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор разъединителей.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_y \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{p.\text{max}} = 23,93 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 400 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$
$i_{\text{уд.}} = 10 \text{ кА}$	$i_{\text{м. дин.}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{м. дин.}}$
$W_k = 7,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер.}} = 16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}$

8.2 Выбор и проверка предохранителей 10 кВ

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты трансформатора 10 кВ плавкими предохранителями типа ПК

Предохранители ПКТ с кварцевым наполнителем являются токоограничивающими. Отключение тока короткого замыкания в предохранителях с кварцевым песком обеспечивается за счет интенсивной деионизации дуги, возникающей на месте пролегания плавкой вставки, в узких щелях между песчинками наполнителя. Срабатывание патрона

определяется в предохранителях ПКТ 101, ПКТ 102, ПКТ 103 и ПКТ 104 по указателю срабатывания, выдвигающемуся наружу под воздействием пружины после перегорания нихромовой проволоки.

Условия и выбор предохранителей, установленных в КТП для защиты силовых трансформаторов показан в таблице 10, на примере КТП №2 с ТМГ - 630

Таблица 10 - Выбор предохранителей 10 кВ .

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{y.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{y.} \leq U_{\text{НОМ.}}$
$I_{p.\text{max}} = 14,4 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.}} = 31,5 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{НОМ.}}$
$I_{п0.} = 5,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. н.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0.} \leq I_{\text{откл. н.}}$

Выбираем предохранитель ПКТ101-10-31,5-12,5У3 с патроном ПТ 1.1-10-20-12,5 У3

Для остальных ТП предохранители сведены в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор плавких вставок высоковольтных предохранителей.

ТП	S_p , кВА	$I_{p.\text{max}}$, А	Предохранитель	Патрон	Ток плавкой вставки, А
ТП 4	342,21	23,93	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	25
ТП 2	486,88	22,29	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	25
ТП 3	235,77	15,04	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	16
ТП 20	230,48	13,46	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	16
ТП 26	285,19	13,74	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	16
ТП 25	316,06	17,36	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	25
ТП 11	338,24	18,89	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	25
ТП 23	190,75	23,93	ПКТ103-10-31,5-12,5У3	ПТ 1.1-10-20-12,5	25

8.3 Выбор ОПН 10 и 0,4 кВ

Для защиты от внутренних и внешних перенапряжений устанавливаем на каждой КТП ОПН марки РДИП-10-IV УХЛ1 - разрядник длинно-искровой

петлевой, предназначен для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ с защищенными и неизолированными проводами от индуктированных грозových перенапряжений и их последствий.

Таблица 12 – Характеристики выбранного ОПН

Класс напряжения	10 кВ
Длина перекрытия по поверхности	78 см
Внешний искровой промежуток	2-4 см
Импульсное 50%-ое разрядное напряжение, не более на положительной полярности	110 кВ
на отрицательной полярности	90 кВ
Напряжение координации с изолятором ШФ10-Г	300 кВ
Многokrратно выдерживаемое внутренней изоляцией импульсное напряжение, не менее	50 импульсов 300 кВ
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты, не менее в сухом состоянии	42 кВ
под дождем	28 кВ

Для защиты ВЛИ 0,4 кВ устанавливаю ОПН SE 46 с прокалывающими зажимами.

Установка ОПН на изолированный провод осуществляется с помощью прокалывающих зажимов, снабженных болтами со срывной головкой. (Установка возможна под напряжением, т.к. срывная головка изолирована от контактной части зажима).

Серия SE 46 снабжена прокалывающими зажимами серии SLIP, которые могут использоваться для организации ответвлений алюминиевым проводником сечением 10-95 кв. мм.

8.4 Выбор и проверка автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей производят по следующим параметрам [4]:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (29)$$

3. По максимальному рабочему току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}; \quad (30)$$

4. По отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл. ном}; \quad (31)$$

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл. ном}; \quad (32)$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Выбор автоматического выключателя рассматривается на примере фидера 0,4 кВ № 1 трансформаторной подстанции № 2.

1. По количеству полюсов: трехполюсный.
2. По напряжению установки:
 $0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}.$
3. По максимальному рабочему току:

$$60 \text{ А} \leq 120 \text{ А}.$$

4. По отключающей способности:

$$0,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Выбору подлежит выключатель марки: АВ2М 4НВ 250А УХЛ4
выдвижного исполнения.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по
следующим параметрам:

По условию:

$$13,2 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

Остальные быстродействующие фидерные выключатели выбираются
аналогичным образом. Результаты выбора и проверки занесены в таблицу 11.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для
выбранного типа выключателя АВ2М 4НВ 250А УХЛ4.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 60 \text{ А}$ $I_{откл.ном} = 35 \text{ кА}$ $I_{откл.ном} = 35 \text{ кА}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$ $I_{max} = 120 \text{ кА}$ $I_{по} = 8,1 \text{ кА}$ $i_{уд} = 27,3 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $I_{откл.ном} \geq I_{по}$ $I_{откл.ном} \geq$

По результатам таблицы видно, что выключатель типа АВ2М 4НВ
250А УХЛ4 соответствует данным условиям и может быть принят к
установке.

Таблица 14 – Выбор линейных выключателей 0,4 кВ

№ ТП	№ отходящей группы	Нагрузка, А	Марка выключателя	Ток расцеп ления	Номиналь ный ток отключен ия, кА	Расчетны й ток КЗ, кА
1	2	3	4	5	6	7
4	1	65,46	АВ2М4 СВ	120	35	8,7

	2	94,22	AB2M4 CB	120	35	9,01
--	---	-------	----------	-----	----	------

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
	3	98,50	AB2M4 CB	120	35	9,01
	4	108,44	AB2M4 CB	120	35	9,01
	5	72,80	AB2M4 CB	120	35	9,01
	6	29,97	AB2M4 CB	120	35	9,01
2	1	60,53	AB2M4 CB	120	35	13,2
	2	60,53	AB2M4 CB	120	35	13,2
	3	56,88	AB2M4 CB	120	35	13,2
	4	62,095	AB2M4 CB	120	35	13,2
	5	60,66	AB2M4 CB	120	35	13,2
3	1	38,545	AB2M4 CB	120	35	9,01
	2	228,38	AB2M4 CB	250	35	9,01
	3	128,48	AB2M4 CB	200	35	9,01
20	1	107,06	AB2M4 CB	120	35	9,01
	2	72,80	AB2M4 CB	120	35	9,01
	3	23,07	AB2M4 CB	120	35	9,01
	4	90,56	AB2M4 CB	120	35	9,01
26	1	136,65	AB2M4 CB	200	35	9,01
	2	51,75	AB2M4 CB	120	35	9,01
	3	99,51	AB2M4 CB	120	35	9,01
25	1	119,245	AB2M4 CB	200	35	9,01
	2	108,05	AB2M4 CB	120	35	9,01
111	1	56,37	AB2M4 CB	120	35	9,01
	2	51,67	AB2M4 CB	120	35	9,01
	3	211,34	AB2M4 CB	250	35	9,01
23	1	77,18	AB2M4 CB	120	35	5,36

	2	64,83	AB2M4 CB	120	35	5,36
--	---	-------	----------	-----	----	------

Выбор вводных выключателей на ТП производится следующим образом:

1. По количеству полюсов.
2. По напряжению установки:
 $0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ}$.
3. По максимальному рабочему току:
 $300 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$.
4. По отключающей способности:
 $13,6 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА}$,

Выбору подлежит выключатель марки: АВ2М 4НВ 400А УХЛ4.

Проверка автоматического выключателя осуществляется по следующим параметрам:

По условию:

$$I_{уд} \leq I_{откл.ном}, \quad (33)$$

$$27,3 \text{ кА} \leq 45 \text{ кА}.$$

2. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скв} \quad (34)$$

$$27,3 \text{ кА} \leq 70 \text{ кА}.$$

3. По термической стойкости:

$$B_k = I_{н.о.Ки}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (35)$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}; \quad (36)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 33,18 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k \leq B_{k.ном}, \quad (37)$$

$$33,18 \text{ кА}^2\text{с} \leq 480 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранного типа выключателя АВ2М 4СВ 400А УХЛ4.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{откл.ном} = 45 \text{ кА}$	$I_{рmax} = 27,9 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 70 \text{ кА}$	$i_{уд} = 27,9 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 480 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 33,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 300 \text{ кА}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
$I_{откл} = 75 \text{ кА}$	$I_{по} = 13,1 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$

По результатам таблицы видно, что выключатели типа АВ2М 4СВ 400А УХЛ4 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

Таблица 16 – Выбор вводных выключателей 0,4 кВ

Номер ТП	$I_p, \text{ А}$	$I_{нрасц}, \text{ А}$	Марка выключателя
----------	------------------	------------------------	-------------------

1	2	3	4
ТП 4	469,41	500	AB2M 10CB 800A
ТП 2	300,70	400	AB2M 4CB 400A

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
ТП 3	395,41	500	AB2M 10CB 800A
ТП 20	293,51	400	AB2M 4CB 400A
ТП 26	437,43	500	AB2M 10CB 800A
ТП 25	347,83	400	AB2M 4CB 400A
ТП 11	242,62	300	AB2M 4CB 400A
ТП 23	215,76	250	AB2M 4CB 400A

8.5 Выбор и проверка трансформаторов тока 0,4 кВ

Трансформаторы тока на ТП выбираются по следующим параметрам [4]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке.

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (38)$$

где Z_2 – сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$ – сопротивление номинальной допустимой нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Сопротивление вторичной нагрузки r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пров}$, переходного сопротивления контактов r_K и определяется по следующей формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}; \quad (39)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Согласно [ПУЭ], по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Ниже будет произведен подробный расчет выбора трансформаторов тока на КТП №2

Выбираются трансформаторы тока марки ТОЛ-0,55-400/5 У2. Вторичная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТТ марки ТОЛ-0,55-400/5 У2

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Счетчик АЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СЕ-303	2,5	-	2,5
ИТОГО		5,0	0	5,0

Выбор и проверка трансформаторов тока производятся по следующим параметрам [4]:

- по напряжению установки:
- $0,4 \text{ кВ} \leq 0,4 \text{ кВ};$
- по длительному току:

$$I_{\max} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 434,7 \text{ А};$$

$$0,5 \text{ кА} \leq 2,5 \text{ кА} .$$

- по термической стойкости:

$$B_k = 14,4^2 \cdot (0,15 + 0,01) = 33,18 \text{ кА}^2\text{с} .$$

- по электродинамической стойкости:

$$27,3 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА} .$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (40)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами, равная 10 ВА;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, принимается равным 5 А.

Сопротивление приборов будет равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} .$$

Выбираются провода сечением $q=10 \text{ мм}^2$ ВВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$. Длину проводов примем равной 20 м [Рожкова].

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (41)$$

где q – сечение провода;

l – длина провода;

ρ – удельное сопротивление провода.

Сопротивление проводов будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,4} = 1,415 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом.

Определяется сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = 0,1 + 0,4 + 1,415 = 1,915 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выбранной марки трансформаторов тока ТОЛ-0,55-400/5 У2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}}$
$I_{\text{н}} = 0,5 \text{ кА}$	$I_{\text{р}} = 2,3 \text{ кА}$	$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}$
$Z_{2\text{н}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,915 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_2$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 27,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
$W_{\text{к.ном}} = 480 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к}} = 33,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$

По результатам таблицы видно, что трансформаторы тока марки ТОЛ-0,55-400/5 У2 соответствуют данным условиям и могут быть приняты к установке.

9. ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ЗРУ 10 КВ ПОДСТАНЦИИ «КЛЮЧЕВАЯ».

В связи с проведенной реконструкцией электроснабжения центрального жилого района п. Тыгда и вводом в работу дополнительной ячейки произведу проверку оборудования, установленного в настоящее время в закрытом распределительном устройстве 10кВ подстанции «Ключевая» 220/35/10.

Распределительное устройство 10 кВ подстанции «Ключевая» выполнено по схеме с «одной секционированной системой сборных шин». В ЗРУ 10 кВ устанавливаются два вводных выключателя, один секционный и 12 выключателей в цепях отходящих присоединений.

Для установки на стороне НН ПС «Ключевая» для цепей всех присоединений 10 кВ приняты вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У3 [9].

Проверка выключателей 10 кВ показана на примере выключателей в двух в цепях отходящих присоединений, питающих п. Тыгда:

$$t_{р.з.} = 1,0 \text{ с}; \quad t_{отк.В} = 0,025 \text{ с}; \quad t_{с.В} = 0,015 \text{ с}; \quad T_a = 0,02 \text{ с};$$

$$t_{откл} = 1 + 0,025 = 1,025 \text{ с};$$

$$W_k = 1,29^2 \cdot (1,025 + 0,02) = 1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,07 \cdot e^{\frac{-0,025}{0,02}} = 0,52 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 12,5 = 7,07 \text{ кА}.$$

Результаты проверки выполнения условий выбора выключателей 10 кВ даны в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ (ВВ/TEL-10-12,5/630У3)

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{сети ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$
$I_{\text{max}}=207 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$

Продолжение таблицы 19

1	2	3
$I_{\text{п0}}=3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=4,7 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{п0}}=3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{уд}}=4,7 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}}=1,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=12,5^2 \cdot 1,025=160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{п0}}=3,07 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$
$i_{\text{ат}}=0,52 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}}=7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У3 полностью удовлетворяют всем условиям выбора и проверки.

10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1. Основные требования и особенности выполнения защит в сельских электросетях

Как известно к релейной защите предъявляются следующие основные требования: селективность, быстродействие; чувствительность и надежность. Кроме этих требований устройства релейной защиты, применяемые в сельских электрических сетях, должны быть максимально просты, экономичны и удобны в эксплуатации.

Несмотря на то, что в настоящее время начинают широко применяться полупроводниковые реле и устройства защиты для увеличения ее чувствительности, снижения времени действия, обеспечения селективности и надежности защиты, например, в секционированных сетях с сетевым резервированием, следует также использовать традиционные устройства релейной защиты с электромеханическими реле.

Необходимо учитывать и то, что эти защиты пока дешевле полупроводниковых устройств, имеется большой опыт их обслуживания и т. п. Поэтому в электрических сетях сельскохозяйственного назначения в ближайшие годы будут применяться как электромеханические, так и полупроводниковые устройства защиты.

Основными особенностями сельских электрических сетей, с точки зрения обеспечения их защитой, являются: низкий уровень токов к. з.,

которые очень часто соизмеримы с максимальными рабочими токами, трудности согласования характеристик устройств релейной защиты отходящих от подстанции линий и характеристик предохранителей, защищающих силовые трансформаторы. В электрических сетях напряжением 0,38 кВ, которые осуществляют питание большого числа однофазных токоприемников, что как известно приводит к несимметрии нагрузки по фазам, а это обуславливает прохождение значительного тока в нулевом проводе до 40% фазного тока. Распределение тока однофазного к. з. при наличии повторных заземлений нулевого провода зависит от вида однофазного к. з., то есть на нулевой провод или на оборудование произошло замыкание фазного провода.

10.2. Защита сельских электрических сетей напряжением 0,38 кВ

Вводы трансформаторов, а также воздушные линии 0,38 кВ, отходящие от трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, защищаются от К.З. автоматическими выключателями, в моём случае это выключатели типа АВ2М-4СВ.

Защита автоматическими выключателями выполнена со встроенными тепловыми электромагнитными расцепителями, и расцепителями в нулевом проводе, а также с выключателями, имеющими, кроме электромагнитного расцепителя тока, еще и независимый расцепитель. Защита от однофазных замыканий осуществляется с помощью токового реле РЭ-571Т в нулевом проводе, которое действует на независимый расцепитель автомата.

10.3. Защита сельских распределительных сетей 10 кВ

Согласно требованиям [1] первая ступень защиты выполняется в виде токовой отсечки (МТО), а вторая в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. Они выполняются микропроцессорным устройством защиты Сириус-2-Л, предназначенным для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство Сириус-2-Л установлено в релейном отсеке ЗРУ-10 кВ, на подстанции «Ключевая». Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу [13].

11.3.1. Расчёт максимальной токовой защиты

Максимальный нагрузочный ток:

$$I_{с.мтз} = \frac{K_n \cdot K_z}{K_v} \cdot I_{нагр}; \quad (42)$$

где K_z , $K_{сзап}$, K_v – коэффициенты защиты, самозапуска и возврата ($K_z=1,2$, $K_n=1,2$ и $K_v=0.85$ для Сириуса – 2Л).

$I_{нагр}$ - ток, протекающий по ВЛ, отходящего присоединения, [1]:

$$I_{нагр} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2}; \quad (43)$$

$$I_{нагр} = \frac{3272}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,9 \text{ А.}$$

$$I_{с.мтз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 188,9 = 320,03 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{с.мтз}}{k_m}; \tag{44}$$

где k_m – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ср} = \frac{320,03}{400/5} = 4 \text{ А.}$$

Принимаем уставку равную 5 А.

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.р} = \frac{400/5}{1} \cdot 5 = 400 \text{ А.}$$

Минимальный ток в реле при двухфазном коротком замыкании за кабелем:

$$I_k^{(2)} = 3,07 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2,65 \text{ кА};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.мтз} = \frac{2650}{400} = 6,5 > 1,5.$$

10.3.2 Расчёт токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты [1]

$$I_{с.то} = I_k^{(3)} \cdot k_H; \tag{45}$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_K^{(3)}$ – трехфазный ток в конце линии.

$$I_{с.то} = 3,07 \cdot 1,2 = 3,68 \text{ кА.}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности больше 2, по следующим формулам [1]:

$$k_{ч2.то} = \frac{I_H^{(2)}}{I_{с.то}} \geq 2; \quad (46)$$

где $I_H^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания в начале линии.

Ток двухфазного КЗ

$$I_K^{(2)} = 5,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 5,1 \text{ кА}; \quad (47)$$

$$k_{ч2.то} = \frac{5,1}{3,68} = 1,38 \geq 2. \text{ Условие не выполняется}$$

Отсечка не обладает достаточной чувствительностью, т.к $Kч < 2$.

11. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Состав затрат на реконструкцию

Произведу расчет эффективности затрат, необходимых для реконструкции системы электроснабжения п. Тыгда.

Система электроснабжения требует значительной реконструкции по причине значительного износа электрооборудования. Кроме того, мощность силовых трансформаторов, установленных на некоторых ТП 10/0,4 кВ не соответствует существующим электрическим нагрузкам.

Поэтому в ходе реконструкции системы электроснабжения поселка Тыгда выполняются следующие мероприятия:

- замена трансформаторных подстанций на КТП киоскового типа (таблица 3);
- установка автоматических выключателей нагрузки и вводных выключателей АВ2М 4СВ 400А УХЛ4 и установка плавких предохранителей 10 кВ на всех КТП 10/0,4 кВ;
- демонтаж существующих проводов ВЛ 10 кВ протяженностью 6,45 км и ВЛ 0,4 10,1 км;
- подвеска самонесущих защищенных проводов 10 и 0,4 кВ, общей протяженностью 16,5 км.
- замена деревянных опор и опор с ж/б приставками на железобетонные;

Для расчета эффективности реконструкции системы энергоснабжения поселка Тыгда необходимо определить капиталовложения для осуществления проекта реконструкции и технико-экономические показатели проекта – издержки, чистый дисконтированный доход и срок окупаемости затрат.

11.2 Расчет капитальных вложений в реконструкцию системы энергоснабжения п. Тыгда

В соответствии с перечнем заменяемого основного оборудования

систем электроснабжения производится расчёт необходимых капиталовложений в реконструкцию.

Суммарные капиталовложения в реконструкцию системы электроснабжения поселка определяются по формуле:

$$K_{эл} = K_{дем} + K_{ТП} + K_{ВЛ}; \quad (48)$$

$K_{эл}$ – капитальные вложения в реконструкцию системы электроснабжения, тыс. руб., включающие в себя затраты на демонтаж оборудования $K_{дем}$, реконструкцию ТП–10/0,4 кВ $K_{ТП}$ и на реконструкцию воздушных линий электропередачи 10 и 0,4 кВ (подвеску СИП) $K_{ВЛ}$:

Поскольку в разработанном варианте реконструкции сооружаются новые трансформаторные подстанции, то величина капитальных вложений в реконструкцию трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ определяется стоимостью полностью укомплектованных КТП 10/0,4 кВ. В стоимость КТП входит вся комплектация: КРУ, ТТ, АВ, разъединители, а так же затраты на монтаж и наладку:

$$K_{ТП} = K_{ТП10} \cdot k_{зон.ПС}; \quad (49)$$

где $K_{ТП10}$ – стоимость КТП 10/0,4 кВ, тыс. руб. [23].

Капиталовложения на подвеску СИП–3 и СИП–2 определяются по формуле (с учетом двухцепных участков линий):

$$K_{ВЛ} = K_{уд} \cdot L \cdot k_{зон.ЛЭП}; \quad (50)$$

здесь $K_{уд}$ – удельная стоимость сооружения ВЛИ 10 кВ, тыс. руб./км [14];

L – длина линии, км;

$k_{зон.ЛЭП} = 1,4$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость сооружения линий электропередачи на Дальнем Востоке. [23].

Расчёт капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения поселка Тыгда выполнен в таблице 20 и 21 в соответствии с [5; 14; 22; 23].

Таблица 20 – Стоимость демонтажа электрооборудования

Статья	Кол-во, шт, км	Стоимость демонтажа единицы оборудования, тыс. руб.,	В ценах, г.	$k_{зон}$	К, тыс. руб.
Демонтаж трансформаторных подстанций	8	9,4	2015	1,3	97,76
Демонтаж опор	200	1,1	2015	1,3	286
Демонтаж проводов ВЛ	16,5	4,3	2015	1,3	713,9
Итого по демонтажу					1097,6

Таблица 21– Капиталовложения в реконструкцию системы электроснабжения

Статья капиталовложений	Кол-во, шт, км	Стоимость единицы оборудования, тыс. руб.,	В ценах, г.	$k_{зон}$	К, тыс. руб.
2КТП-СЭЩ-К (С учетом монтажа)	1	420	2016	1,3	546
КТП-СЭЩ-К (С учетом монтажа)	7	360	2016	1,3	3276
Итого капитальные вложения (без учёта затрат на демонтаж)					3822
Сооружение ВЛИ 10 кВ (Двухцепная линия)	8,45	140,6	2015	1,4	1663,23
Сооружение ВЛИ 0,4 кВ (Двух/одноцепная линия)	10,1	250	2015	1,4	3535

Итого капитальные вложения (без учёта затрат на демонтаж)	5198,29
---	---------

Определяем необходимую величину капитальных вложения для осуществления разработанного проекта реконструкции системы энергоснабжения поселка, в соответствии с формулами (49) и (50) по данным таблиц 20 и 21:

$$K=1097+3822+5198,29=10117,89 \text{ тыс. руб.}$$

11.3 Расчёт затрат на эксплуатацию

Амортизационные отчисления, т.е. денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции, определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}}=K \cdot \alpha_{\text{ам}}; \quad (51)$$

где K' – стоимость основных фондов (величина капиталовложений без учёта затрат на демонтаж оборудования);

$\alpha_{\text{ам}}$ – норма ежегодных отчислений на амортизацию, для ВЛИ на железобетонных опорах – $\alpha_{\text{ам.ВЛЗ}}=5 \div 6,7\%$; для силового электрооборудования – $\alpha_{\text{ам.эл/об.}}=5 \div 6,7\%$ [5].

Ежегодные затраты на капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования также зависят от стоимости оборудования:

$$I_{\text{экс}}=K \cdot \alpha_{\text{экс}}; \quad (52)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, для ВЛИ – $\alpha_{\text{эксВЛЗ}}=0,85\%$; для силового электрооборудования – $\alpha_{\text{экс.эл/об.}}=3,7\%$. [23]

Таким образом, ежегодные отчисления на амортизацию и эксплуатацию:

$$I_{\text{ам}}=4804 \cdot 0,05+3822 \cdot 0,06=470,32 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс}}=3822 \cdot 0,037+4804 \cdot 0,0085=182,2 \text{ тыс. руб.}$$

11.4 Стоимостная оценка результатов реконструкции

Выручка от поставок электроэнергии по договору электроснабжения за год определяется по выражению:

$$O_p = T_{\text{пост}} \cdot W; \quad (53)$$

где $T_{\text{пост}}=1,74$ руб./((кВт·ч) – одноставочный тариф на электрическую энергию, поставляемую ООО «Районные электрические сети» для населения, проживающего в сельских населенных пунктах на уровне напряжения НН (0,4 кВ) на 2 полугодие 2016 года при мощности энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт [10];

$$O_p=1,74 \cdot 16595,55=28876,25 \text{ тыс. руб.}$$

Все рассчитанные экономические показатели сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Экономические показатели проекта реконструкции

Показатели и статьи расходов	Обозн.	Ед. изм.	Значение
Общие капитальные вложения (с учётом затрат на демонтаж оборудования)	К	тыс. руб.	9724,2
Затраты на демонтаж оборудования	К _{дем}	тыс. руб.	1097,6
Капитальные вложения без учёта затрат на демонтаж оборудования	К'	тыс. руб.	9573,6
Амортизация основных средств	И _{ам}	тыс. руб.	470,32
Затраты на ремонт и эксплуатацию	И _{экс}	тыс. руб.	182,2
Фонд оплаты труда персонала	ФОТ _{год}	тыс. руб.	3360
Прочие расходы	И _{пр}	тыс. руб.	210,6
Стоимость потерь электроэнергии	И _{ΔW}	тыс. руб.	386,7
Стоимость электроэнергии, расходуемой на собственные нужды	И _{с.н.}	тыс. руб.	253,6
Затраты на покупку электроэнергии	И _W	тыс. руб.	4863,42
Переданная электроэнергия (за год)	W	МВт·ч	16595,55
Себестоимость передачи электроэнергии	С	руб/(кВт·ч)	0,3
Выручка от оказания услуг по передаче	O _p	тыс. руб.	28876,25

11.5 Расчет экономической эффективности проекта реконструкции

Для оценки экономической эффективности предлагаемого проекта реконструкции рассчитывается чистый дисконтированный доход и дисконтированный срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\Delta_t = O_{pt} - I'_t - N_t - K_t + K_{лик,t} = P_{6t} - N_t - K_t + K_{лик,t} = P_{чt} - K_t + K_{лик,t}, \quad (54)$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год t без НДС;

K_t – величина инвестиций в год t ;

$K_{лик,t}$ – ликвидная стоимость объекта, руб.;

I'_t – суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию;

N_t – ежегодные отчисления налога на прибыль;

P_{6t} – валовая прибыль, руб.;

$P_{чt}$ – чистая прибыль, руб..

Величина ежегодного налога на прибыль находится по формуле

$$N_t = 0,20 \cdot P_{6t} = 0,20 \cdot (O_{pt} - I_{\Sigma t} + I_{амt}), \quad (55)$$

где P_{6t} – прибыль от реализации электроэнергии;

$I_{\Sigma,t}$ – суммарные ежегодные эксплуатационные расходы;

$I_{амt}$ – издержки на амортизацию;

$$П_{6t} = 28876,25 - 4860,2 + 470,2 = 23545,85 \text{ тыс.руб.};$$

$$Н_t = 0,20 \cdot 23545,85 = 4709,17 \text{ тыс.руб.};$$

$$П_{чt} = 23545,85 - 4709,17 = 18836,68 \text{ тыс.руб.}.$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{20} \frac{\Theta_t}{(1+d)^{t-1}} = \sum_{t=0}^{20} (-K_t + O_{pt} - И'_t - Н_t) \cdot \frac{1}{(1+d)^{t-1}}; \quad (56)$$

где $d=8,25\%$ – текущее значение норматива дисконтирования, равного ставке рефинансирования ЦБ РФ;

Так как объем работ по осуществлению предлагаемого проекта реконструкции небольшой, то принимаем, что все капиталовложения осуществляются в первые два года строительства:

1. Первый год - 40 %;
2. Второй год – 60%.

Расчёт дисконтированных денежных потоков показан в таблице 23.

Таблица 23 – Оценка экономической эффективности проекта

год t	O_p	$П_{чt}$	Н	$K_{сумм}$	Θ	ЧДД
1	2	3	4	5	6	7
	тыс.р.	тыс.р.	тыс.р.	тыс.р.	тыс.р.	тыс.р.
2	0	18836,68	0	3889,6	-22883,8	-21188,7
3	0	18836,68	0	5743	-24907,4	-21354,1
4	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	9092,674
5	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	8419,142
6	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	7795,502
7	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	7218,057
8	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	6683,387
9	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	6188,321
10	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	5729,927
11	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	5305,488

12	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	4912,489
13	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	4548,601
14	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	4211,667

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7
15	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	3899,692
16	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	3610,826
17	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	3343,357
18	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	3095,701
19	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	2866,39
20	28876,25	18836,68	4709,17	0	11454,15	2457,467

По данным таблицы на рисунке 23 построен график ЧДД.

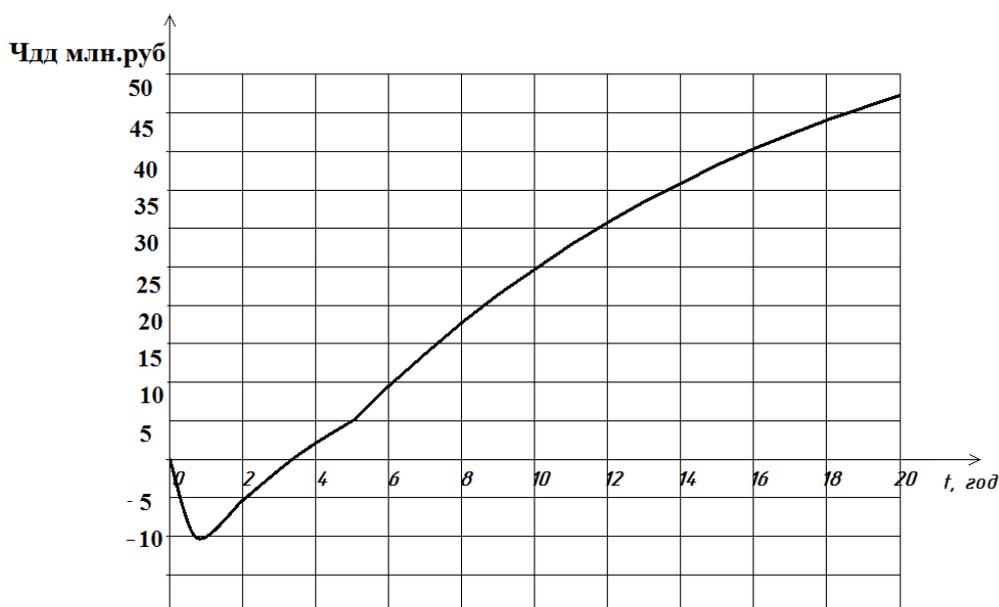


Рисунок 7 – График дисконтированного денежного потока

Из данных таблицы 23 и графика ЧДД, построенного на рисунке 7, видно, что в результате осуществления предлагаемого проекта реконструкции будет получен положительный экономический эффект: чистая прибыль с учётом фактора времени за 20 лет составит 51,059 млн. руб. при сроке окупаемости капитальных вложений – 2,5 года (рис. 7).

Следовательно, предлагаемый проект реконструкции системы

энергоснабжения п. Тыгда является экономически обоснованным.

Подробный расчет приведен в приложении Д.

12. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе объектом реконструкции является центральный район с. Тыгда. Нагрузка данного района и его окружающей застройки равна 3,2 МВт и распределена на трансформаторные подстанции, общее количество которых равно 12. Питание всех ТП данного жилого района принято от ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ.

В разделе рассмотрены такие части безопасности жизнедеятельности как безопасность, экологичность и чрезвычайные ситуации.

В подразделе безопасность рассмотрен вопрос безопасности при монтаже и ремонте воздушных линий 10 и 0,4 кВ в реконструируемом районе, требования к персоналу, выполняющему прокладку кабелей;

В подразделе экологичность рассмотрены вопросы оценки уровня звукового давления от источника шума, трансформаторных подстанций и отвода площади земель под ТП 10/0,4, защиты от загрязнения трансформаторным маслом на ТП 10/0,4 кВ.

12.1 Безопасность

12.1.1 Безопасность при монтаже изолированной воздушной линии 10 и 0,4 кВ.

Строительство ВЛИ с СИП во многом отличается от строительства ВЛ с неизолированными проводами.

При строительстве ВЛИ должны соблюдаться следующие требования:

- до начала строительства линии должна быть осуществлена тщательная подготовка ее трассы, удаление с нее деревьев или крупных ветвей, мешающих установке опор, раскатке и регулировке проводов;

- при строительстве новой линии, взамен пришедшей в негодность старой, расположенной на той же самой трассе, еще до начала установки новых опор должны быть демонтированы опоры старой линии;
- при раскатке и регулировке проводов их изолирующее покрытие не должно быть повреждено;
- монтировать провода и арматуру линии должна специально обученная бригада.

Основной период строительства ВЛИ должен включать в себя: разработку котлованов, сборку и установку опор, электромонтаж заземляющих устройств, раскатку и подвеску проводов. При этом основные электромонтажные работы при строительстве ВЛИ должны выполняться согласно типовым технологическим картам, а на работы, не предусмотренные такими картами, должен разрабатываться проект проведения электромонтажных работ, который должен быть согласован с заказчиком в установленном порядке.

12.1.2 Эксплуатация ВЛИ напряжением 0,4 кВ

ВЛИ напряжением 0,4 кВ относятся к электроустановкам напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью. Надежность работы таких линий по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами существенно повышается благодаря отсутствию стеклянной линейной изоляции и таких последствий климатических воздействий, как: схлестывание проводов от ветра и гололеда, касание веток деревьев и практически полное отсутствие обрывов изолированных проводов повышенной механической прочности.

Эксплуатация ВЛИ во многом упрощается и удешевляется по сравнению с эксплуатацией ВЛ с неизолированными проводами благодаря конструктивному исполнению таких линий. Так, вследствие отсутствия открытых токоведущих частей существенно повышается электробезопасность ВЛИ, облегчается возможность выполнения работ (в том числе подключение новых потребителей) на такой линии без снятия

напряжения с минимальным использованием специальных защитных приспособлений, затрудняется возможность хищения электроэнергии.

При эксплуатации ВЛИ особое внимание должно уделяться соблюдению допустимой нагрузочной способности СИП с учетом того, что длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации, которая для условий средней полосы составляет порядка 600 Вт/м².

Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, не должна превышать 70°C, а для проводов, изолированных сшитым полиэтиленом, – 90°C. Кратковременно допустимая температура жил при КЗ не должна превышать 130°C для проводов с изоляцией из термопластичного и 250°C – из сшитого полиэтилена.

При неравномерной нагрузке фаз линии проверка на длительно допустимые токи должна выполняться для наиболее загруженной фазы, причем замеры нагрузок на ВЛИ должны проводиться ежегодно при максимуме нагрузок по графику, и результаты измерений должны заноситься в паспорт ВЛИ. При эксплуатации ВЛИ должны соблюдаться общие меры безопасности. Так, для обеспечения безопасных условий труда при эксплуатации и ремонте ВЛИ 0,38 кВ должны в полном объеме выполняться предусмотренные ПУЭ, ПБЭЭ, а также отраслевой Инструкцией организационные и технические меры по безопасному выполнению работ на таких низковольтных линиях.

Опоры ВЛИ в случае подвешивания на них подвесных кабелей, линий телефонной сети, проводного вещания, а также кабельного телевидения должны выдерживать нагрузки, создаваемые подвешенными устройствами. При этом на всех типах опор, применяемых для таких линий (промежуточных, анкерных, угловых, конечных, ответвительных, перекрестных), должна предусматриваться возможность:

- установки подвесных или консольных светильников уличного освещения;
- выполнения одно- и трехфазных ответвлений от магистрали линии к вводам.

Одно из основных требований ПБЭЭ по безопасному выполнению работ на различных типах опор ВЛИ состоит в том, что подниматься на опору и работать на ней разрешается только тогда, когда существует полная уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры. Укрепление опоры с помощью растяжек (в случае необходимости его осуществления) должно выполняться без подъема на опору, т.е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с использованием специальных раскрепительных устройств, навешиваемых без подъема по опоре. Запрещается также подъем на опору при осмотре линии.

Основной способ защиты ВЛИ от грозových перенапряжений – установка вентильных разрядников или ОПН, хотя эти защитные средства и не являются идеальными. Так, вентильные разрядники не в состоянии защитить ВЛИ от однофазных замыканий на землю, а в случае срабатывания двух или трех из них на одной опоре возникает мощная дуга двух- или трехфазного замыкания на землю, вызывающая необходимость отключения линии. Существенный недостаток ОПН заключается в том, что они разрушаются в случае прямого удара молнии в линию, в результате чего провода линии выходят из строя. Учитывая этот недостаток, для ВЛИ, особенно для линий напряжением 6...10 кВ, продолжается поиск усовершенствованных защитных устройств [5].

12.1.3. Виды работ, выполняемых на ВЛИ (Воздушная линия изолированная)

Для безопасного выполнения работ на ВЛИ должны применяться: средства индивидуальной защиты, инвентарные переносные заземляющие устройства, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками (СМИ), специальные технологические средства (устройство для натяжения

проводов линии, устройство и лебедка для раскатки проводов, монтажные клинья из изоляционного материала, нож для снятия изоляции, набор инструментов для монтажа зажимов и т.п.), а также средства связи с диспетчером.

При этом в процессе эксплуатации работы на ВЛИ могут выполняться как без ее отключения (т.е. под напряжением), так и с отключением линии (без напряжения).

На ВЛИ под напряжением разрешается выполнение следующих видов работ:

- замена соединительных, ответвительных и натяжных зажимов;
- присоединение ответвлений к вводам в здания и сооружения и их отсоединение;
- ремонт изоляции отдельных жил проводов линии.

Бригада работников, выполняющая эти работы под напряжением, должна, как правило, состоять из трех человек: исполнителя работ, имеющего допуск к верхолазным работам, и двух членов бригады – верхового и низового электромонтеров.

Определенные особенности имеет операция присоединения ответвлений ВЛИ к линии с изолированными проводами и операция по их отсоединению от ответвлений такой линии. Так, для безопасного выполнения этих операций на данном ответвлении необходимо отключить напряжение. Кроме того, для присоединения ответвлений к линии сначала на фазных жилах магистрали должны устанавливаться ответвительные зажимы, а затем в них должны вводиться жилы ответвления; отсоединение ответвлений от линии следует проводить с соблюдением обратной последовательности операций. Эти работы должны выполняться с применением диэлектрических перчаток и обуви. При этом, в случае невозможности предварительного отключения напряжения на ответвлении, работы, связанные с присоединением ответвления к магистрали или с его отсоединением от нее, необходимо выполнять только тогда, когда снято напряжение на всей линии.

Одним из наиболее сложных и ответственных видов работ, выполняемых с отключением ВЛИ, являются работы по натяжению и закреплению проводов линии в ее анкерном пролете [3]. Для выполнения таких работ применяют трактор или автомобиль, который устанавливают за барабаном на продолжении оси линии на расстоянии 20...25 м от анкерной (конечной) опоры.

12.2 Расчет контура заземления для КТП 10/0,4 кВ

С целью защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения на подстанции выполнено защитное заземление, т.е. все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надёжно соединены с землёй.

Заземляющее устройство КТП принято общим для напряжения в 10 и 0,4 кВ. Рекомендуется обустроить замкнутый внешний контур заземления по периметру подстанции. Соединение заземляющих проводников выполняется на глубине как минимум пол метра. Расстояние между заземляющим контуром и фундаментом должно быть не больше одного метра. Все соединения выполняются методом сварки. При заземлении КТП следует учитывать все особенности местности и грунтов.

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (57)$$

где A, B – размеры трансформаторной подстанции (КТПк), м.

$$S = (2 + 3) \cdot (2,2 + 3) = 26 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 10$ мм.

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.II.} = \pi \cdot R^2 \quad (58)$$

$$F_{M.II.} = \pi \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTKL}}{400 \cdot \beta}}, \quad (59)$$

где t_{OTKL} - время срабатывания РЗ при его отключении, $t_{OTKL} = 0,055$ с;

β - коэффициент термической стойкости, для стали $\beta = 21$ о.е..

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{13,3^2 \cdot 10^6 \cdot 0,055}{400 \cdot 21}} = 34 \text{ мм}^2;$$

Проверяем сечения заземлителя на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (60)$$

где S_{CP} - средняя глубина коррозии, мм

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 \quad (61)$$

где T - время использования заземлителя, $T=240$ мес.

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 - 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (10 + 0,311) = 10,1 \text{ мм}^2,$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.II.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (62)$$

$$F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}} = 10,1 + 34 = 44,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{\text{П-П}} = 3 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{П-П}}} \cdot (A+2 \cdot 1,5) \quad (63)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{(2+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (2,2+2 \cdot 1,5) + \frac{(2,2+2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (2+2 \cdot 1,5) = 17,3 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (64)$$

$$m = \frac{17,3}{2 \cdot \sqrt{26}} - 1 = 1,69$$

Принимаем $m = 2$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{26}}{2} = 2,54 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \quad (65)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{26} \cdot (2+1) = 30,6 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$a = 2 \cdot l_{II-II}$ м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (66)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{26}}{6} = 3,3$$

Принимаем $n_B = 4$.

Произведем расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (67)$$

где A - коэффициент подобия, принимается по [22] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,2, \text{ принимаем } A = 0,33.$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{l_B + 0,5}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (68)$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5 + 0,5}{\frac{0,5}{55} + \frac{4,5}{26,2}} = 30,4 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$R_S = 30,4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{26}} + \frac{1}{36,6 + 4 \cdot 5} \right) = 1,9 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (69)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{26}}{(55 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,25$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (70)$$

$$R_u = 1,9 \cdot 0,25 = 0,47 \text{ Ом};$$

$$R_u \leq 0,5; \quad 0,47 \leq 0,5 - \text{условие выполняется.}$$

Специальных мер по молниезащите не требуется, так как металлическая арматура каркаса КТП имеет жесткую металлическую связь с внутренним контуром заземления, что соответствует «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» Минэнерго п.п. 4.2.134 ПУЭ (7-е изд.)

12.3 Экологичность

Вредное действие электромагнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В системе электроснабжения, которую мы рассчитываем в данном дипломном проекте, отсутствуют линии сверхвысокого и ультравысокого напряжения (СВН и УВН), а линии напряжением 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Одним из проявлений интенсивной короны является акустический шум. Человек способен улавливать звуковые колебания частотой звука, лежащей в диапазоне от 16 Гц до 20 кГц. В линиях напряжением 10 и 0,4 кВ потери на корону не существенны, и шумовое воздействие от них на человека отсутствуют [28].

12.3.1 Шум, создаваемый трансформаторами на ПС «Ключевая»

В качестве источника шума принята проектируемая ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ.

Трансформаторы, установленные на ПС «Ключевая» ТД-25МВА 220/35/10 кВ имеют скорректированные уровни звуковой мощности, в соответствии с [29]:

- Для трансформаторов мощностью 25 МВА - $L_{WA} = 89$ дБА.

Допустимый уровень звука для территории, прилегающей к жилым зданиям, принят согласно СНиП 23-03-2003 равным 45 дБА.

Так как расстояние между источниками шума (двумя трансформаторами ПС «Ключевая») меньше, чем расстояние до расчетной точки, то несколько источников шума заменяется одним источником с скорректированным уровнем звуковой мощности равным от всех источников шума.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{WAi}} = 10 \cdot \lg \cdot (10^{0,1 \cdot L_{WA1}} + 10^{0,1 \cdot L_{WA2}}) \quad (198)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \cdot (10^{0,1 \cdot 89} + 10^{0,1 \cdot 89}) = 92 \text{ дБА.}$$

Минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму, определяется по следующей формуле:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(92-45)}}{2 \cdot \pi}} = 89,312 \text{ м}$$

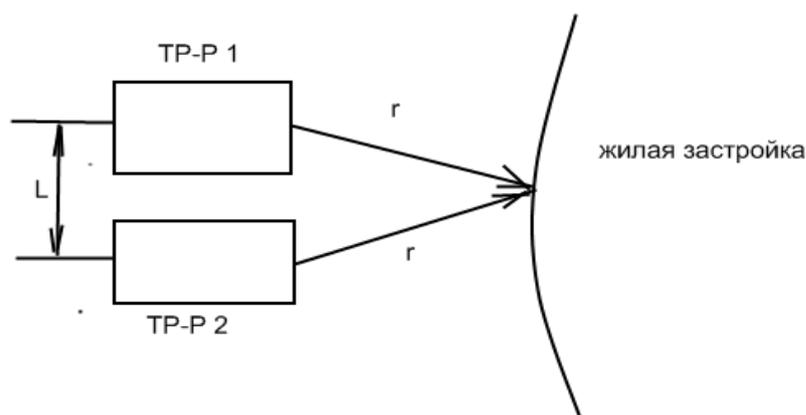


Рисунок 8 – Схема расположения трансформаторной подстанции от территории жилой застройки

В основной части дипломного проекта расстояние от источника шума ПС «Ключевая» до территории жилой застройки принято равным 355 м.

Из расчета, приведенного выше видно, что минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму равно 89,312 м.

Следовательно, на принятом расстоянии 355 м от ПС «Ключевая» до территории жилой застройки уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормам и не превышает допустимого уровня шума.

12.3.2 Площадь земель, отводимых под подстанции

Для осуществления задач реконструкции электрических сетей, рассматриваемых в данном дипломном проекте необходим отвод земельных территорий, на которых и будут смонтированы рассчитанные и выбранные конструкции.

Для подстанций напряжением 220/10 кВ отводится следующая площадь земельных участков, согласно [22]:

1. Для подстанций 220/10 кВ со схемой электрических соединений на стороне ВН блок линия-трансформатор с выключателем – 80000 м²;

Для трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ отводится следующая площадь земельных участков, согласно [22]:

2. Для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 100 – 250 кВА – 50 м²;

3. Для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250 – 400, 630 и 1000 кВА – 100 м²;

4. Для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами 250 кВА – 50 м².

Так как в центральном районе все ТП однострансформаторные мощностью 250 – 630 кВА, то площадь, отводимая под строительство всех

ТП равняется 50 м². Площадь земли, отводимая по строительству ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ равняется 80 тыс. м².

12.3.3 Защита от загрязнения трансформаторным маслом

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом. При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора.

В данной части рассмотрены варианты защиты от загрязнения трансформаторным маслом на ТП 10/0,4 кВ и на ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ.

12.3.3.1 Защита от загрязнения трансформаторным маслом на ТП 10/0,4 кВ

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ТП, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются [12].

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник [12].

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

- При массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

- При массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

- При массе масла более 600 кг маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник.

Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка. В случае, когда маслоприемник выполняется без отвода масла в маслосборник, маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата [12].

Таким образом, на всех ТП рассматриваемого микрорайона установленные трансформаторы должны быть оборудованы незаглубленными маслоприемниками. Маслоприемник, имеющий незаглубленное исполнение должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

12.3.3.2 Защита от загрязнения трансформаторным маслом на ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ

На ПС маслоприемники, маслоотводы и маслосборники выполняются с соблюдением следующих требований:

- Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние не менее, чем на 0,6 м (при массе трансформаторного масла до 2т);

- Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли);

- Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. д.

На ПС «Ключевая» установлено два трансформатора ТД-25000/110/10 с массой трансформаторного масла равной 15 т.

Так как масса трансформаторного масла выбранных к установке трансформаторов составляет меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла, заглубленный, т.е. устройство бортовых ограждений не требуется, при этом обеспечивается объём маслоприемника, рассчитанный на единовременный приём 100% масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течении получаса.

Маслоприемники без отвода масла должны закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств.

Так же маслоприемник должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние

поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

12.4 Чрезвычайные ситуации

В этом пункте в качестве чрезвычайной ситуации рассмотрена возможность возникновения пожара на ПС «Ключевая» 220/35/10 кВ.

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению масляных выключателей, разрушению опорных колонок распределителя и т.д.

Порядок действий при возникновении пожара на ПС «Ключевая»:

- первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара самостоятельно, имеющимися средствами;
- старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара;
- после определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников;

- до прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта;

- старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара;

- отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении;

- пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара;

- работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения);

- недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением;

- во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Весь пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской красного цвета.

Проектирование противопожарной системы на подстанции должно предусматривать вероятность не только самого пожара, но и таких сопутствующих явлений, как взрыв, выбросы масла. Для этого необходимо предусматривать аварийный слив масла, а при наличии нескольких трансформаторов – противопожарные разрывы между ними.

Класс пожара на подстанции «Ключевая» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «Ключевая» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

- Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

- Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

- Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

- Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

- Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

- Лопатой совковой в количестве одной;

- Ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов. Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено. Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаются знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «Ключевая» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта [17].

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

При возгорании кабелей, проводов и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. Для ликвидации огня необходимо применять углекислотные огнетушители марок ОУ-5 и ОУ-8 или углекислотные-бромэтиловые огнетушители марок ОУБ-3 и ОУБ-7, а также распыленную воду [17].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему реконструкция центрального жилого района электроснабжения села Тыгда были решены следующие задачи:

- изменение схемы сети 10 кВ на более надежную;
- замена трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ на новые киоскового типа;
- замена провода АС-50 на напряжение 10 кВ на изолированный провод СИП 3 и провода АС-25 и АС-35 0,4 кВ на изолированный провод СИП 2 расчетного сечения;
- Замена деревянных опор и с ж/б приставками на железобетонные;

Для решения основных задач реконструкции необходимо было оценить сначала электрические нагрузки отдельных ТП, а затем суммарную нагрузку на шинах 10 кВ ПС «Ключевая».

Выбранная схема распределительной сети обеспечивает надежную передачу потоков мощности и дает возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, новые ВЛ и оборудование на КТП устойчивы к действию токов КЗ, выбраны с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Кроме того, были выбраны устройства релейной защиты и автоматики в распределительном устройстве 10 кВ ПС «Ключевая», что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 2007.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат.-2009.-587 с.
3. Козлов В. А. Электроснабжение городов/В.А.Козлов. -Ленинград.: Энергия, 2010/ - 264 С.
4. Козлов В.А. Справочник по проектированию электроснабжения городов/ В.А. Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович –Л.: Энергоатомиздат, 2009. - 256с
5. Кривошеин А.Д., Роев Н.Н. Экология и БЖД: Учеб. пособие для вузов. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2012.-447с.

6. Емельянцеv А. Релейная защита сетей. Ступени селективности // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 48-49.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: 2011.-601 с.
8. Правила устройства электроустановок. – 7–е изд., с измен., дополн. – М.: НЦ ЭНАС, 2007.
9. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 2005.-648 с.
10. РД34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. - Взамен Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей, ВСН 97-83; Введ.с 01.01.95. с изменениями на 2013. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1995. – 25с
11. Староверов В. Самонесущая система изолированных проводов. Аналитический обзор рынка арматуры // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 81-84.
12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, 2009.-353 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2007.-152 с.
14. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению. Т2. Электрооборудование /под. общ. ред. А. А. Федорова.: Энергоатомиздат, 2007.-592 с.
15. Федоров А.А. Учебное пособие для курсового дипломного проектирования /А.А. Федорова, Л.Е. Старкова.-М.: Энергоатомиздат, 2004.-368 с.
16. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. /В.Г.Герасимов, А.Ф.

Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И.Попова.- М.: МЭИ, 2002. – 964 с.

17. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. Кн. 1, 2, 3. РАО "ЕЭС России"/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др. / Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. –М.: Издательство МЭИ, 2009 – 368 с

18. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 2007. – 416 с.

19. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 6-20 кВ с проводами SAX – М., АО «ФИРМА ОРГРЭС», 2015г.

20. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 0,38 кВ с проводами АМКА – М., АО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», 2013г.

21. Судаков Г.В., Т.А. Галушко. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2006.

22. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник: учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

23. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2006.-116 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет электрических нагрузок центрального жилого района села Тыгда

№	№ линии	Объект	Руд	n	tg	Рздmax	Qрmax	S
			4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
МТП №4 400кВА принять 630кВ	1	Котельная	30,55	1	0,56	30,55	17,108	31,51268
		Скважина	11,5	1	0,5	11,5	5,75	11,57165
	2	Жилые дома	3	45	0,3	135	40,5	126,8497
	3	Поликлиника (УЗИ, рентг-ген) 100 чел/сутки	0,6	100	0,4	60	24	58,15978
		Больница стационар 30 койка мест.	2,2	30	0,4	66	26,4	63,97576
		Склад (300 кв.м)	0,06	300	1	16,2	16,2	20,61923
	4	Жилые дома	3	17	0,3	51	15,3	47,92101
	5	Жилые дома	3	7	0,3	21	6,3	19,73218
	Освещение	0,125	19	0,8	2,375	1,9	2,737336	
	Итого				354,263	138,1122	342,2094	
ТП №2 400кВА принять 2х630	1	Коттеджи	5	35	0,3	175	52,5	164,4348
	2	Жилые дома	3	9	0,3	27	8,1	25,36994
		Администрация	0,07	150	0,57	6,3	3,591	6,526414
		Полицейский участок	0,07	65	0,57	3,185	1,81545	3,299465
		Почта	0,07	70	0,57	3,43	1,9551	3,55327
		Гараж на 15 автомобилей (400 кв. метров)	0,06	400	1	14,4	14,4	18,32821
		Офис	0,07	60	0,57	2,52	1,4364	2,610566
		Продовольственный магазин	0,25	90	0,75	13,5	10,125	15,1875
	3	Жилые дома	3	82	0,3	246	73,8	231,1484
		Гараж на 9 тракторов (400 кв. метров)	0,03	400	0,76	10,8	8,208	12,20857
	Освещение	0,125	59	0,8	7,375	5,9	8,500147	
	итого				509,51	181,831	486,885	
КТП №3 250 кВА принять 400кВ	1	Жилые дома	3	9	0,3	27	8,1	25,36994
	2	Детский сад 55 мест	0,46	55	0,25	25,3	6,325	23,47078
		Жилые дома	5	27	0,3	135	40,5	126,8497
	3	Жилые дома	5	18	0,3	90	27	84,56648
		Освещение	0,125	13	0,8	1,625	1,3	1,872914
	Итого				251,033	74,9025	235,772	
МТП №20 250 кВА принять 2х250	1	Жилые дома	3	42	0,3	126	37,8	118,3931
		Механизир. колонна (гараж, оборудование)	0,06	1000	1	30	30	38,18377
	2	Пожарная часть	0,09	250	0,75	13,5	10,125	15,1875
	3	Жилые дома	3	20	0,3	60	18	56,37766
		Магазин "Фауст" со смешанным ассортиментом	0,16	30	0,75	2,88	2,16	3,24
		Освещение	0,125	25	0,8	3,125	2,5	3,601757
	Итого				235,505	100,585	230,4772	
ТП №26 400 кВА примем 2х250	1	Продовольственный магазин 100 кв.м)	0,25	100	0,75	15	11,25	16,875
		Промтоварный магазин (90 кв.м)	0,16	90	0,48	8,64	4,1472	8,625403
		Аптека (70 кв.м)	0,1	70	0,43	4,2	1,806	4,114648
		Универмаг (200 кв.м)	0,25	200	0,62	30	18,6	31,76834
		Гараж на 15 мест (300 кв.м)	0,06	300	0,75	16,2	12,15	18,225
		Жилой дом	5	3	0,3	13,5	4,05	12,68497
		Дом культуры	0,46	100	0,43	32,2	13,846	31,54563
		Скважина	11,5	1	0,5	10,35	5,175	10,41449
	2	Муниципальная школа на 420 мест	0,25	420	0,33	105	34,65	99,51258
	3	СЮТ 35 чел.	0,9	35	0,2	22,05	4,41	20,23801
		Котельная	30,55	1	0,56	30,55	17,108	31,51268
		Освещение	0,125	15	0,8	1,875	1,5	2,161054
		Итого				289,565	128,6922	285,1872

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

РТП №25 630 кВА	1	Жилые дома/ Коттеджи	5	16	0,3	80	24	75,17021
		Столовая 45 мест	0,9	45	0,33	28,35	9,3555	26,8684
		Шиномонтаж (100 кв.м)	0,08	100	0,5	5,6	2,8	5,634891
		Водонасосная	11,5	1	0,5	11,5	5,75	11,57165
	2	Жилые дома/ Коттеджи	5	23	0,3	115	34,5	108,0572
	3	Жилые дома	3	30	0,3	90	27	84,56648
		Освещение	0,125	33	0,8	4,125	3,3	4,75432
	Итого				334,575	106,7055	316,0608	
ТП №11 400 кВА прием 2x250	1	Жилые дома/ Коттеджи	5	12	0,3	60	18	56,37766
	2	Жилые дома/ Коттеджи	5	11	0,3	55	16,5	51,67952
	3	Чер.мет. 2500 кв. метров (Пресс, пилы, сварка)	0,07	2500	0,55	157,5	86,625	161,7752
		Жилые дома/ Коттеджи	6	12	0,3	72	21,6	67,65319
		Освещение	0,125	19	0,8	2,375	1,9	2,737336
		Итого				346,875	144,625	338,2356
ТП №23 400кВА прием 2x400	1	Жилые дома/ Коттеджи	3	61	0,3	183	54,9	171,9518
		Баня (2 парные от лектрической печи, бассейн)	15	1	0,75	13,5	10,125	15,1875
		Освещение	0,125	33	0,8	4,125	3,3	4,75432
		Итого				200,625	68,325	190,7463

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Выбор и проверка на напряжение 0,38 кВ

№ ТП	№ линии	S	Ip, А	Идпол, А	L, м	Сечение, мм	Марка	г, Ом/км	х, Ом/км	ΔU, %
4	1	43,08432848	65,45986	167,7	100	3x25+1x35	СИП 2	1,54	0,0791	4,322662015
	2	62,015	94,22204	300	500	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,504639112
	3	64,834	98,50507	300	450	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,120286946
	4	142,754	108,4461	240	125	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	2,507586711
	5	47,92	72,80691	240	475	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	6,39732
	6	19,73	29,97663	240	475	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	2,633955
			469,4167							
2	1	79,68	60,53062	240	640	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	7,166167579
	2	79,68	60,53062	240	655	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	7,334124632
	3	74,875	56,8804	240	435	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	4,577029934
	4	81,74	62,09554	240	400	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	4,594648421
	5	79,86	60,66736	240	401	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	4,500195063
3	1	25,36994	38,54564	277,35	200	50	ААШВ	0,59	0,064	1,97284665
	2	150,3205	228,3884	496,65	275	120	ААШВ	0,24	0,06	6,722886572
	3	84,56648	128,4855	240	230	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	5,466555302
20	1	70,47	107,0681	300	450	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,652321638
	2	47,92	72,80691	300	650	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,534112684
	3	15,1875	23,07502	167,7	75	3x25+1x35	СИП 2	1,54	0,0791	1,142824404
	4	59,61	90,56803	300	470	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	5,877240107
26	1	136,64771	207,6147	300	200	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	5,733090633
	2	51,75068515	78,62703	167,7	150	50	ААШВ	0,59	0,064	3,018222525
	3	99,51258	151,1937	277,35	65	50	ААШВ	0,59	0,064	2,514984053
25	1	119,245	104,628	300	450	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,500715115
	2	108,05	94,80528	300	300	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	5,261210408
	3	84,566	148,3999	300	300	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,146890569
11	1	56,37	42,82268	140	300	3x50+1x50	СИП 2	0,59	0,063	3,286519342
	2	51,67	39,25222	140	300	3x50+1x50	СИП 2	0,59	0,063	3,012496974
	3	211,3377	160,5472	300	250	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	5,541705512
23	1	77,18	117,2629	300	400	3x95+1x95	СИП 2	0,31	0,0753	6,476214421
	2	64,83	98,49899	240	350	3x70+1x70	СИП 2	0,42	0,078	6,377224737
			215,7619		10071					

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбор и проверка провода на напряжение 10 кВ

Участок	S, кВА	Ip, А	Идоп, А	L, м	Сечение, мм	Марка	r, Ом/км	x, Ом/км	ΔU, %
КПТ4-КТП2	829,0944	23,93	310	600	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,786005
КПТ2-КТП26	772,0722	22,29	310	450	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,548959
КПТ26-КТП3	520,9592	15,04	310	400	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,329256
КПТ3-КТП20	466,2492	13,46	310	600	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,442017
КПТ26-КТП23	475,9335	13,74	310	650	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,488798
КПТ26-КТП25	601,2481	17,36	310	450	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,4275
КПТ25-КТП11	654,2964	18,89	310	400	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,413527
КПТ25-КТП1	596,0608	17,2073	310	600	1x95	СИП 3	0,31	0,061	0,565082
КПТ11-КТП6	450,2356	25,99513	310	800	50	АС 50	0,6	0,07	2,168398
КПТ6-КТП13	392	22,63279	310	600	50	АС 50	0,6	0,07	1,415946
КПТ6-КТП5	287	16,57044	310	900	50	АС 50	0,6	0,07	1,555012

$$\begin{aligned}
 S_4 &:= 342.2 & r_{T4} &:= 0.072 & r_{T23} &:= 0.072 \\
 S_2 &:= 486.884973 & r_{T2} &:= 0.014 & r_{T26} &:= 0.072 \\
 S_3 &:= 235.7720031 & r_{T3} &:= 0.127 & r_{T25} &:= 0.023 \\
 S_{20} &:= 230.4772381 & r_{T20} &:= 0.023 & r_{T11} &:= 0.023 \\
 S_{26} &:= 285.1872244 \\
 S_{25} &:= 316.0608492 & S_{11} &:= 338.23 & S_{23} &:= 190.7 \\
 z_{T4} &:= r_{T4} = 0.072 & z_{T26} &:= r_{T26} = 0.072 \\
 z_{T3} &:= r_{T3} = 0.127 & z_{T25} &:= r_{T25} = 0.023 \\
 z_{T2} &:= r_{T2} = 0.014 & z_{T11} &:= r_{T11} = 0.023 \\
 z_{T20} &:= r_{T20} = 0.023 & z_{T23} &:= r_{T23} = 0.072
 \end{aligned}$$

Потери мощности в трансформаторах

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{TP4} &:= \frac{\left[\left(\frac{S_4}{2} \right)^2 + \left(\frac{S_4}{2} \right)^2 \right]}{10^2 \cdot 2} z_{T4} = 21.078 & \Delta S_{TP20} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_{20}}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_{20}}{2} \right)^2 \right)}{10^2} z_{T20} = 3.054 \\
 \Delta S_{TP2} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_2}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_2}{2} \right)^2 \right)}{10^2} z_{T2} = 8.297 & \Delta S_{TP26} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_{26}}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_{26}}{2} \right)^2 \right)}{10^2 \cdot 2} z_{T26} = 7.32 \\
 \Delta S_{TP3} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_3}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_3}{2} \right)^2 \right)}{10^2 \cdot 2} z_{T3} = 8.825 & \Delta S_{TP25} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_{25}}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_{25}}{2} \right)^2 \right)}{10^2} z_{T25} = 5.744 \\
 \Delta S_{TP11} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_{11}}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_{11}}{2} \right)^2 \right)}{10^2} z_{T11} = 6.5 & \Delta S_{TP23} &:= \frac{\left(\operatorname{Re} \left(\frac{S_{23}}{2} \right)^2 + \operatorname{Im} \left(\frac{S_{23}}{2} \right)^2 \right)}{10^2} z_{T23} = 6.546
 \end{aligned}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет токов КЗ

На шинах КТП

№ ТП	Мощность трансформатора	Система	Трансформатор		Форматор тока		Автомат		Шина		R, Ом	X, Ом	Z, Ом
			г, Ом	х, Ом	г, Ом	х, Ом	г, Ом	х, Ом	г, Ом	х, Ом			
ТП 4	400	0,88	6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	25,124	26,302
ТП 2	630		3,225	16,19	0,11	0,17	0,65	0,14	0,084	0,314	4,069	16,814	17,299
ТП 3	400		6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	24,244	25,463
ТП 20	400		6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	24,244	25,463
ТП 26	400		6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	24,244	25,463
ТП 25	400		6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	24,244	25,463
ТП 23	400		6,4	23,13	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	7,784	24,244	25,463
ТП 11	250		9,47	40,5	0,2	0,3	1,1	0,5	0,084	0,314	10,854	41,614	43,006

Иш	Та	Куд	Иуд	Ik(2)	Io
кА			кА	кА	кА
8,791	0,010	1,379	17,094	7,604	13,27621
13,365	0,013	1,469	27,680	11,561	18,55724
9,080	0,010	1,366	17,490	7,855	13,63801
9,080	0,010	1,366	17,490	7,855	13,63801
9,080	0,010	1,366	17,490	7,855	13,63801
9,080	0,010	1,366	17,490	7,855	13,63801
5,376	0,012	1,442	10,931	4,650	8,688538

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

В конце линий 0,38 кВ

№ линии	L, м	r, Ом/км	x, Ом/км	r, Ом	x, Ом	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	Ik (3)
1	100	1,54	0,0791	0,154	0,0079	7,938	25,132	26,356	8,773
2	500	0,31	0,0753	0,155	0,0377	7,939	24,282	25,547	9,051
3	450	0,31	0,0753	0,1395	0,0339	7,924	24,278	25,538	9,054
5	125	0,42	0,078	0,0525	0,0098	7,837	24,254	25,488	9,071
6	475	0,42	0,078	0,1995	0,0371	7,984	24,281	25,560	9,046
7	475	0,42	0,078	0,1995	0,0371	7,984	24,281	25,560	9,046
				0	0,0000				
				0	0,0000				
1	640	0,42	0,078	0,2688	0,0499	4,338	16,884	17,432	13,264
2	655	0,42	0,078	0,2751	0,0511	4,344	16,885	17,435	13,262
3	435	0,42	0,078	0,1827	0,0339	4,252	16,868	17,396	13,292
4	400	0,42	0,078	0,168	0,0312	4,237	16,865	17,389	13,296
5	401	0,42	0,078	0,16842	0,0313	4,237	16,865	17,389	13,296
				0	0,0000				
1	200	0,59	0,064	0,118	0,0128	7,902	24,257	25,511	9,063
2	275	0,24	0,06	0,066	0,0165	7,850	24,261	25,499	9,068
3	230	0,42	0,078	0,0966	0,0179	7,881	24,262	25,510	9,064
				0	0,0000				
1	450	0,31	0,0753	0,1395	0,0339	7,924	24,278	25,538	9,054
2	650	0,31	0,0753	0,2015	0,0489	7,986	24,293	25,572	9,042
3	75	1,54	0,0791	0,1155	0,0059	7,900	24,250	25,504	9,066
4	470	0,31	0,0753	0,1457	0,0354	7,930	24,279	25,542	9,052
				0	0,0000				
1	200	0,31	0,0753	0,062	0,0151	7,846	24,259	25,496	9,069
2	150	0,59	0,064	0,0885	0,0096	7,873	24,254	25,499	9,067
3	65	0,59	0,064	0,03835	0,0042	7,822	24,248	25,479	9,075
				0	0,0000				
1	450	0,31	0,0753	0,1395	0,0339	7,924	24,278	25,538	9,054
2	300	0,42	0,078	0,126	0,0234	7,910	24,267	25,524	9,059
3	300	0,31	0,0753	0,093	0,0226	7,877	24,267	25,513	9,063
				0	0,0000		24,244		
1	300	0,59	0,063	0,177	0,0189	7,961	24,263	25,536	9,055
2	300	0,59	0,063	0,177	0,0189	7,961	24,263	25,536	9,055
3	250	0,31	0,0753	0,0775	0,0188	7,862	24,263	25,505	9,066
				0	0,0000				
1	400	0,31	0,0753	0,124	0,0301	10,978	41,644	43,067	5,369
2	350	0,42	0,078	0,147	0,0273	11,001	41,641	43,070	5,368

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Ta	Kуд	Iуд	Ik(2)	Ro, Ом	Xo, Ом	Zo, Ом	Io
0,01008	1,37204	16,9717	7,588481	8,092	25,1398	26,4101	13,2311
0,00974	1,35933	17,3471	7,828846	8,094	24,3193	25,6309	13,56405
0,00976	1,35999	17,3612	7,831418	8,063	24,3118	25,6139	13,57147
0,00986	1,36369	17,4424	7,846727	7,889	24,2635	25,5138	13,61553
0,00969	1,35727	17,3117	7,824774	8,183	24,3181	25,658	13,55219
0,00969	1,35727	17,3117	7,824774	8,183	24,3181	25,658	13,55219
0,0124	1,44742	27,0691	11,47299	4,607	16,9338	17,5492	18,35458
0,01238	1,44692	27,0556	11,47121	4,619	16,9362	17,5548	18,35012
0,01263	1,45428	27,2548	11,49721	4,434	16,9019	17,4739	18,41522
0,01268	1,45546	27,2867	11,50134	4,405	16,8964	17,4612	18,4255
0,01268	1,45543	27,2858	11,50122	4,406	16,8966	17,4615	18,4252
0,00978	1,36067	17,3881	7,839618	8,020	24,2696	25,5604	13,59499
0,00984	1,36316	17,4284	7,843473	7,916	24,2770	25,535	13,60618
0,0098	1,36175	17,403	7,84015	7,977	24,2799	25,5568	13,59659
0,00976	1,35999	17,3612	7,831418	8,063	24,3118	25,6139	13,57147
0,00969	1,35736	17,3048	7,821125	8,187	24,3419	25,6818	13,54178
0,00978	1,36069	17,3932	7,841863	8,015	24,2559	25,5458	13,60142
0,00975	1,35973	17,3556	7,830389	8,075	24,3148	25,6207	13,5685
0,00985	1,36333	17,4323	7,844273	7,908	24,2741	25,5298	13,60848
0,00981	1,362	17,4134	7,843358	7,961	24,2632	25,5359	13,6058
0,00987	1,36427	17,4565	7,849705	7,861	24,2523	25,4944	13,62409
0,00976	1,35999	17,3612	7,831418	8,063	24,3118	25,6139	13,57147
0,00977	1,36046	17,3768	7,835761	8,036	24,2908	25,5855	13,58393
0,00981	1,36199	17,4038	7,839133	7,970	24,2892	25,5634	13,59369
				0,000	24,2440	24,244	14,20006
0,00971	1,35803	17,3379	7,832209	8,138	24,2818	25,6092	13,57353
0,00971	1,35803	17,3379	7,832209	8,138	24,2818	25,6092	13,57353
0,00983	1,36266	17,4181	7,841703	7,939	24,2817	25,5466	13,60109
	0,01208	1,43814	10,88656	4,64395	11,102	41,6742	43,12768
	0,01205	1,43736	10,87985	4,64361	11,148	41,6686	43,13409

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет экономической эффективности реконструкции

год	О _p	И'	Н	К _Σ	Э	ЧДД	ЧДД _{с нараст.}
	тыс.р.	тыс.р	тыс.р	тыс.р	тыс.р	тыс.р	тыс.р
1	0	18836,68	0	4047,156	-22883,8	-21188,7	-19619,201
2	0	18836,68	0	6070,734	-24907,4	-21354,1	-40973,294
3	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	9092,674	-31880,62
4	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	8419,142	-23461,478
5	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	7795,502	-15665,976
6	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	7218,057	-8447,9187
7	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	6683,387	-1764,5322
8	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	6188,321	4423,78867
9	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	5729,927	10153,7154
10	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	5305,488	15459,2031
11	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	4912,489	20371,6917
12	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	4548,601	24920,2922
13	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	4211,667	29131,9594
14	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	3899,692	33031,6512
15	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	3610,826	36642,477
16	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	3343,357	39985,8342
17	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	3095,701	43081,5353
18	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	2866,39	45947,9253
19	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	2654,065	48601,99
20	35000	18836,68	4709,17	0	11454,15	2457,467	51059,4573

